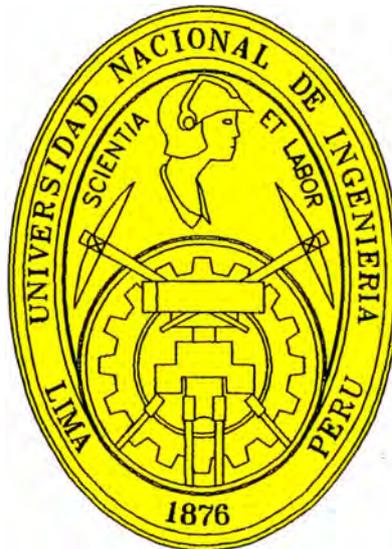


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UNA
CENTRAL TERMOELECTRICA DE 100MW CON
TURBINA A GAS”**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE

INGENIERO ELECTRICISTA

HÉCTOR MARCELO TINOCO HERRERA

PROMOCIÓN 1992 - II

LIMA - PERÚ

1999

**Mis desvelos de años de estudios
mi alegría de haber recorrido
las páginas sabias de los textos
y haber culminado mi aspiración.**

**La mirada al horizonte,
el batallar incesante,
los logros que obtendré
con nobleza y humildad**

Todo ello dedico a mis padres y mi familia.

**PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UNA
CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE 100MW CON
TURBINA A GAS**

SUMARIO

El presente documento describe y analiza los principios y criterios básicos para la operación de una central termoeléctrica con turbinas a gas. La central en referencia fue construida durante el año 1993 y ubicada en la ciudad de Ventanilla, al norte de Lima, el proyecto inicial se ejecutó para una capacidad de generación de 200 MW, teniendo como fuente combustible el petróleo diesel, cuyo procesamiento permite el ingreso a la turbina con características similares al gas natural. Este texto resume la experiencia durante el periodo de montaje y puesta en servicio de la planta, la empresa propietaria de todo el equipamiento era Electroperú S.A., y la suministradora fue la empresa Westinghouse Electric Corporation - U.S.A. a través de la ejecución del proyecto con la modalidad de llave en mano. Su implementación e integración al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) permitió suplir el déficit de generación de energía eléctrica en horas punta, cumpliendo con el objetivo de servicio en emergencia; actualmente la planta ha incrementado su capacidad contando con una capacidad instalada de 500 MW. Este material se brinda como instrumento práctico y de consulta respecto a la Operación de Centrales Térmicas con Turbinas a Gas.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN DE SALIDA DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA	5
1.1 Instalaciones del patio de llaves y transformador de potencia	5
1.1.1 Sistema de protección	6
1.1.2 Sistema de medición	7
1.1.3 Transformador de potencia 13,8/220 kV	7
1.1.4 Transformador de corriente	8
1.1.5 Pararrayos	8
1.1.6 Interruptor de potencia	8
1.1.7 Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra	9
1.1.8 Transformador de tensión capacitivo	9
1.2 Instalaciones del sistema eléctrico y de control de la turbina 501D5 – Westinghouse	9
1.2.1 Sistema de protección del 501D5	10
1.2.2 Sistema de medición	11
1.2.3 Sistema básico de control	11

1.2.4	Transformadores de potencia de servicios auxiliares	12
-------	-----------------------------------------------------	----

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL CICLO TERMODINÁMICO	14
--------------------------------------------	-----------

2.1	Descripción general	14
-----	---------------------	----

2.1.1	Ciclo Brayton	15
-------	---------------	----

2.1.2	Ciclo combinado	16
-------	-----------------	----

2.1.3	Ciclo Cheng	16
-------	-------------	----

2.2	Descripción de los Componentes de la Turbina	18
-----	----------------------------------------------	----

CAPÍTULO III

GENERADOR ELÉCTRICO	21
----------------------------	-----------

3.1	Configuraciones y especificaciones	21
-----	------------------------------------	----

3.2	Construcción del estator	22
-----	--------------------------	----

3.3	Terminales de línea y neutro	24
-----	------------------------------	----

3.4	Rotor del generador	25
-----	---------------------	----

3.5	Cojinetes	26
-----	-----------	----

3.6	Sistema de ventilación	29
-----	------------------------	----

3.7	Sistema de excitación	34
-----	-----------------------	----

3.8	Cubiertas	37
-----	-----------	----

3.9	Sistemas de lubricación	38
-----	-------------------------	----

3.10	Operación del compensador síncrono	39
------	------------------------------------	----

3.11	Control y protección	42
------	----------------------	----

3.12	Pruebas	42
------	---------	----

CAPÍTULO IV

EQUIPAMIENTO DE LA TURBINA A GAS	44
4.1 Rotor	45
4.2 Compresor	46
4.3 Sistema de combustión	46
4.4 Sección de la turbina	48
4.5 Emisor de gases calientes (exhaust)	50

CAPÍTULO V**COMPARTIMENTOS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN**

ELÉCTRICA	52
5.1 Paquete de la turbina de combustión	53
5.2 Paquete del generador	53
5.3 Paquete del excitador	54
5.4 Paquete del motor eléctrico de arranque	54
5.5 Paquete de control eléctrico	54
5.6 Paquete mecánico	55
5.7 Paquete del ingreso de aire	55
5.8 Paquete del emisor de gases calientes	55

CAPÍTULO VI

DETALLES DEL SISTEMA	57
6.1 Sistema de control Power Logic II	57
6.2 Secuencia de operación	65
6.3 Sistema de protección	73

6.4	Sistema de almacenamiento y planta de tratamiento de combustible	78
6.5	Sistema de instrumentos de supervisión	82
6.6	Sistema de aceite de lubricación	83
6.7	Sistema de aire	84
6.8	Sistema de lavado del compresor	86
6.9	Sistema de combustible de la turbina Westinghouse	86
6.10	Sistema extinguidor de incendios CO2	87

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LA PLANTA ELÉCTRICA W501D5 Y	89
--------------------------------------------------------------	-----------

MONTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO

7.1	Criterios básicos y preparativos antes de la puesta en marcha	89
7.2	Procedimientos antes de la puesta en marcha	90
7.3	Orden de puesta en marcha	98
7.4	Operación a carga reducida	105
7.5	Cambio de carga instantáneo	108
7.6	Prueba de disparo por sobrevelocidad	108
7.7	Parada de la turbina y operación del motor de giro (rotación lenta)	110
7.7.1	Procedimiento de parada normal	110
7.7.2	Parada de emergencia	112
7.7.3	Operación del motor de giro y procedimiento de enfriamiento por giro	113
7.8	Inversión de la planta eléctrica	117
7.9	Inversión en la conexión al SICN	118

7.10	Comparación de costos medios de plantas eléctricas	119
7.11	Algunas estadísticas de operación de la planta	119
CONCLUSIONES		137
ANEXO A		
CUADROS RESUMEN DE EMPRESAS DE GENERACION ELECTRICA EXISTENTES		140
ANEXO B		
ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN DE SALIDA DE LA CENTRAL ELÉCTRICA.		142
ANEXO C		
ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA DE TURBINA 501D5 – WESTINGHOUSE		144
ANEXO D		
DIAGRAMAS DEL SISTEMA BASICO DE CONTROL Y CARACTERÍSTICA REDUNDANTE.		146
D.1.	Diagrama de control Power Logic II 501D5	147
D.2.	Diagrama de bloques de control	148
ANEXO E		
ESQUEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y TUBERÍAS DEL SISTEMA DE LA TURBINA A GAS		149
E.1.	Página de títulos	150
E.2.	Identificación de símbolos	151
E.3.	Instrumentos de supervisión	152

E.4.	Sistema de lubricación del disparo por sobrevelocidad	153
E.5.	Sistema de lubricación de gatas de aceite del generador	154
E.6.	Sistema de alabes guía de ingreso de aire	155
E.7.	Sistema de combustible de la turbina Westinghouse	156
E.8.	Sistema de aire de atomización	157
E.9.	Sistema de aire de instrumentación	158
E.10.	Sistema de lavado del compresor	159
	BIBLIOGRAFIA	160

PROLOGO

ANTECEDENTES

La ejecución del proyecto de la Central Térmica de Ventanilla, fue implementada para fines de suministro de energía durante las horas de máxima demanda cuando existía déficit de energía, o por situaciones de emergencia.

De esta manera el año de 1993 en el mes de marzo se inician las obras de ejecución de la planta de generación, el montaje de la misma fue efectuado por la empresa proveedora Westinghouse Electric Corporation bajo la modalidad de proyecto llave en mano, dichas obras finalmente fueron realizadas por contratistas importantes de nuestro país y del extranjero, bajo la responsabilidad de la Westinghouse, la supervisión fue efectuada por Electroperú S.A.

En pleno montaje se efectuó el entrenamiento del futuro personal encargado de la operación y mantenimiento de la planta de generación eléctrica, de este modo es posible redactar el presente informe para que sirva como una herramienta de orientación y consulta para quienes participen en la especialidad de la generación termoeléctrica. Durante los trabajos de campo se impartió conceptos teóricos y prácticos siendo verificados en el lugar cuando aún se efectuaba los trabajos de montaje de los equipos de combustión, la turbina, el generador, el sistema de emisión de gases calientes, los controles eléctricos y electrónicos, los programas de control, el sistema de protección, equipos del patio de llaves de la subestación, transformadores de potencia, interruptores, etc.

Dicha planta de generación fue inaugurada en Julio de 1993, quedando lista

de potencia, interruptores, etc.

Dicha planta de generación fue inaugurada en Julio de 1993, quedando lista para su puesta en servicio como una central de emergencia. Las operaciones previas a la puesta en servicio fueron satisfactorias, y estuvo supervisada por el personal de Electroperú S.A., la capacidad de generación nominal a 1993 fue de 200 MW y la planta constaba de dos grupos de Turbinas a Gas cada una de 100 MW de capacidad. Actualmente la central termoeléctrica de Ventanilla - ETEVENSA a incrementado su capacidad efectiva de generación a 500 MW con la construcción de dos nuevos grupos proporcionada por la firma Siemens.

En el Anexo A se muestran cuadros resúmenes de empresas de generación eléctricas existentes en nuestro país y grupos de la central termoeléctrica de Ventanilla.

OBJETIVOS Y ALCANCES

El objetivo del presente informe es brindar el análisis y descripción de la Operación de Centrales de Generación Eléctrica con Turbinas a Gas, de tal forma que sirva como una herramienta práctica y de consulta para quienes se especialicen en Centrales Eléctricas con turbinas de combustión. El informe para optar el Título Profesional tiene los siguientes alcances.

En el primer capítulo se indican de manera resumida las partes más importantes de la subestación de transmisión a la salida de la central termoeléctrica, donde se detallan las instalaciones del patio de llaves de 220 kV y el transformador de potencia 13,8/220 kV, también se indican las instalaciones del sistema eléctrico y de control de la turbina 501D5 de Westinghouse. En el segundo capítulo se describe el ciclo termodinámico que cumple el sistema de combustión de la central

termoeléctrica, el ciclo Brayton, mencionando también los ciclos combinado y la nueva tecnología del ciclo Cheng, de la misma manera se hace una descripción de los componentes de la turbina como son el compresor, la turbina en si, los alabes y el sistema de combustión. En el tercer capítulo se hace la descripción del generador eléctrico, su configuración y especificaciones, la construcción del estator, sus terminales de línea y neutro, el rotor del generador, los cojinetes, su sistema de ventilación, el sistema de excitación, las cubiertas de protección, sistemas de lubricación, se describe la operación del compensador síncrono, sus partes de control y protección y las pruebas a las que son sometidas. En el cuarto capítulo se trata sobre el equipamiento de la turbina a gas como el rotor, el compresor, el sistema de combustión, la sección de la turbina, y el emisor de gases calientes. En el capítulo quinto se describe de manera general la planta de generación eléctrica la disposición de los compartimentos como el paquete de la turbina de combustión, del generador, del excitador, del paquete del motor eléctrico de arranque, el paquete de control eléctrico, el paquete mecánico, del ingreso de aire y del emisor de gases calientes. En el capítulo sexto se efectúa la descripción de detalles del sistema mencionando principalmente el sistema de control Power Logic II, la secuencia de operación de la central, sistema de protección, sistema de almacenamiento y planta de tratamiento de combustible, sistema de instrumentos de supervisión, sistema de aceite de lubricación, sistema de aire, sistema de limpieza del compresor y sistema de combustible de la turbina Westinghouse. En el capítulo séptimo se analiza y describe las instrucciones de operación de la planta eléctrica y los criterios que deben seguirse para su operación, se resume también los montos de inversión del proyecto, de esta forma se detallan los criterios básicos y preparativos antes de la puesta en marcha y

los procedimientos que se deben cumplir, la orden de puesta en marcha, operación a carga reducida, el cambio de carga instantáneo, pruebas de disparo por sobrevelocidad, parada de la turbina y operación del motor de giro, analizando los procedimientos de parada normal, parada de emergencia y la operación de giro y procedimiento de enfriamiento por giro; se resumen los montos de inversión de la planta eléctrica, la inversión en la conexión al SICN, comparación de costos medios de platas eléctricas y algunas estadísticas de operación de la central de Ventanilla.

Un agradecimiento y reconocimiento especial a quien en vida fuera el Ing. Luis Montañez Luna puesto que trabajar a su lado significó una invaluable experiencia personal, la implementación de esta planta eléctrica para servicios de emergencia, cuenta con la última tecnología siendo altamente confiable. Este proyecto representó el punto de partida para las inversiones en centrales de generación termoeléctricas de esta década.

CAPITULO I

SUBESTACION DE TRANSMISIÓN DE SALIDA DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA

1.1 Instalaciones del patio de llaves y transformador de potencia

El patio de llaves y equipos de potencia de la subestación de salida del proyecto en mención, la central termoelectrica de Ventanilla cuyo montaje fuera ejecutado durante el año 1993, los dos grupos con turbinas a gas de la Westinghouse y el enlace a la subestación de salida en niveles de tensión de 220 kV, consta de las siguientes partes:

- Los equipos de baja tensión, dentro de las cuales se ubican los equipos de control para verificar el perfecto funcionamiento de los elementos de alta tensión, y señalización de las desconexiones, reenganches, defectos, etc.; los equipos de mando para la maniobra de los interruptores automáticos, seccionadores, etc., con el fin de conectar y desconectar partes de líneas, transformadores, etc.; aparatos de medición, cuya finalidad es informar y en algunos casos registrar las magnitudes eléctricas de la subestación; equipos de accesorios, formados por relés auxiliares, cables de unión, fuentes de alimentación, etc.
- Las equipos de alta tensión, en la cual la subestación se forma por diversos módulos o zonas, las cuales cada uno contiene los siguientes elementos: juego de barras, seccionadores, interruptores automáticos, transformadores de tensión e intensidad, transformadores de potencia, pararrayos, piezas de amarre, etc. En el

Anexo B se muestra el esquema unifilar de la subestación de salida de la central termoeléctrica, incluye el sistema de protección y medición.

1.1.1 Sistema de protección

El sistema de protección se fundamenta en los siguientes relés instalados:

- Relé de distancia estático de característica poligonal (21P) para protección de la línea de transmisión de 220 kV entre la subestación de salida de la central térmica de Ventanilla y la subestación Chavarría
- Relé de distancia de respaldo estático (21R), característico Mho (numérico) para protección de la línea de transmisión de 220 kV entre la subestación de salida de la central térmica de Ventanilla y la subestación Chavarría.
- Relé direccional de sobrecorriente contra fallas a tierra (67N)
- Relé recierre monofásico - trifásico (79).
- Relé de verificación de sincronismo (25)
- Relé diferencial para transformadores de dos devanados con transformador de corriente auxiliares de ajuste incorporado (87GT)
- Relé de sobrecorriente extremadamente inverso para fallas entre fases y fase a tierra con unidad instantánea (50/51N)
- Relé de sobrecorriente instantáneo - falla interruptor (50).
- Relé de imagen térmica (49), para protección del transformador de potencia.
- Localizador de fallas (LF)
- Registrador de aperturas (RF).
- Relé de imagen térmica devanado de alta tensión del transformador de potencia (49/1).

- Relé de imagen térmica devanado de media tensión del transformador de potencia (49/2).
- Temperatura del aceite del transformador de potencia (26).
- Relé Buchholz del transformador de potencia (63T).
- Nivel de aceite del transformador de potencia (71T).
- Válvula de sobrepresión del transformador (20).
- Equipo de onda portadora (OP).

1.1.2 Sistema de medición

Como sistema de medición la subestación posee los siguientes equipos instalados:

- Contadores de energía activa (Wh), doble medición
- Contadores de energía reactiva (Varh), doble medición.
- Medidor de potencia activa (W)y trasductor para telemedida.
- Medidor de potencia reactiva (Var)y trasductor para telemedida
- Medidor de corriente (A)y trasductor para telemedida.
- Medidor de frecuencia (F) y trasductor para telemedida.
- Medidor de Tensión (V) y trasductor para telemedida.

1.1.3 Transformador de potencia

Marca:	Coemsa Ansaldo
Tipo:	TOV - NF
BIL:	245 kV, 650 kV pico, lado de alta. 17,5 kV, 90 kV pico, lado de baja.
Potencia:	90 MVA - ONAN 120 MVA - ONAF (16 ventiladores)

Relación de transformación:

$220 \pm 2*2.5\% V_n / 13.8 \text{ kV}$

Grupo de conexión: Ynd11

Conmutación en vacío.

1.1.4 Transformador de corriente

Marca: Coemsa Ansaldo

Tipo: Boquilla, en aislador pasatapa

Relación de transformación:

150-300/1/1A

Potencia: 30 VA

Clase de precisión: 0,5 (medición)

1.1.5 Pararrayos

Marca: ABB

Tipo: EXLIM Q-Q 192/AM 245

Corriente descarga: 10 kA.

Vresidual: 192 kV, 461 kV pico

BIL: 900 kV pico.

1.1.6 Interruptor de potencia

Marca: ABB

Tipo: HPL 245/2581 (SF6)

BIL: 245 kV, 1050 kV pico.

Corriente: 2500 A - 40 kA 3 seg.

Tipo mando: BL6 352 C/POLD

1.1.7 Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra

Marca:	ABB
Tipo:	NSA 245/2500 C
BIL:	245 kV, 1050 kV pico.
Corriente:	2500 A - 40 kA 1 seg.
Tipo mando secc.:	BCM 12B
Tipo mando puesta tierra:	Manual

1.1.8 Transformador de tensión capacitivo

Marca:	Passoni Villa
Tipo:	C2VT 245/2
BIL:	245 kV, 1050 kV pico.
Relación de transformación:	$220/\sqrt{3} / 0.100/\sqrt{3} / 0.100/\sqrt{3}$ kV
Potencia:	50 VA CL 0.5 50 VA CL 3P
Capacitancia:	2000 pF

1.2 Instalaciones del sistema eléctrico y de control de la turbina 501d5 - Westinghouse

El esquema eléctrico unifilar que muestra el Anexo C, representa la instalación del sistema eléctrico de los grupos de turbinas a gas 501D5 ECONOPAC. En dicho esquema se incluyen las siguientes partes principales.

- Transformador de potencia de 13.8 /220 kV
- Interruptor del circuito del generador SF6

- Transformadores de 3750 kVA y 750 kVA para servicios auxiliares.
- Ductos de barra aisladas.
- Monitor de carga de auxiliares (IQ Data Plus)

1.2.1 Sistema de Protección del 501D5

Para la protección del generador y la turbina de combustión se tiene instalado los siguientes relés de protección:

- Speed matcher (autosincronizador) (15)
- Sincronizador automático (25)
- Sincro - aceptor (25X)
- Relé de potencia inversa (32)
- Relé de pérdida de campo
- Switch de excitación (41)
- Relé de balance de fase (46)
- Relé térmico (49)
- Relé de sobrecorriente instantáneo y temporizado (50/51)
- Relé de sobrecorriente con tensión controlada (51V)
- Interruptor de circuito del generador (52G)
- Relé de balance de tensión (60)
- Voltaje matcher (Auto sincronizador) (60S)
- Relé de falla a tierra del generador (64)
- Transmisor de pulsos (77)
- Relé de frecuencia del generador (81G)
- Relé de bloqueo (86-1 86-G)

- Relé diferencial del generador (87G)
- Regulador de voltaje (90)
- Detector automático de tierra del circuito de campo (AD)
- Excitador (EX)
- Lámpara (L)
- Generador de campo magnético permanente (PG)
- Switch (S)
- Sincronoscopio (SY)

1.2.2 Sistema de medición

El sistema del 501D5 de las turbinas de combustión de Westinghouse incluye los siguientes equipos de medición:

- Amperímetro (A)
- IQ - 1000 (IQ Data Plus), medidor electrónico multifunción (MP)

Medición de A, V, F, PF, W, VAR y WH

Protección de balance de fase (46), (59) y (27)

- Medidor de energía activa (Wh)
- Transductor (XD) de corriente, tensión, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva.

1.2.3 Sistema básico de control

El sistema básico de control de combustión de la turbina de combustión está a cargo del sistema de control Power Logic II la cual es un producto de la familia de proceso distribuido de la Westinghouse (WDPF). Las funciones principales que cumple son el control del proceso, almacenamiento y acceso de datos, y posee

herramientas de computo de propósitos generales, interfaces maquina/maquina a través de comunicación serial redundante, esta característica redundante permite alta confiabilidad ante fallas en el sistema de control. En el anexo D se muestra el diagrama básico de control y su característica redundante para la turbina de combustión, la cual esta comprendida de dos unidades de proceso distribuido, una consola de ingenieros, un registrador con impresora, un panel local para operadores con pantalla y teclado; el sistema de control posee además módulos de entrada y salida que reciben información de los diferentes dispositivos de control de la turbina.

De esta manera el sistema de control Power Logic II, regula el flujo de combustible a las cámaras de combustión, la potencia y la velocidad de la turbina a gas. Está previsto para condiciones de operación indeseadas que involucre parar automáticamente la planta.

1.2.4 Transformadores de potencia de servicios auxiliares

- Transformador de 3750 kVA, 13.8 / 4.6 kV, para alimentación de motor de la bomba de combustible de 300 HP y motor de arranque de 2050 HP.
- Transformador de 750 kVA, 13.8 / 0.48 kV, para alimentación del transformador de 30 kVA 0.48 / 0.24-0.12 kV al tablero AC de servicios auxiliares; alimentación del compresor de aire 10 HP; divisor de flujo ½ HP, Enfriador de aire/aire 25 HP; extractor de vapor de 5 HP; ventilador de aire del paquete mecánico 5 HP; aire acondicionado No. 1 10 kW; aire acondicionado No. 2 10 kW; calentador de aceite lubricante de 40 kW; enfriador de aceite lubricante No. 1 de 15 HP; enfriador de aceite lubricante No. 2 de 15 HP; bomba de lubricante No. 1 de 100 HP; bomba de lubricante No. 2 de 100 HP; ventilador de aire de la turbina No. 1 de 5 HP; ventilador de aire de la turbina No. 2 de 5 HP; ventilador de aire de la turbina No. 3

de 5 HP; ventilador de aire de la turbina No. 4 de 5 HP; ventilador de aire de la turbina No. 5 de 5 HP; ventilador de aire de la turbina No. 6 de 5 HP; calentador del ambiente del generador 44 kW; bomba de la gata de aceite del generador No. 1 de 5 HP; bomba de la gata de aceite del generador No. 2 de 5 HP; bomba de inyección de agua de 200 HP; bomba de agua de lavado 10 HP y alimentación al cargador de baterías y tablero DC de 125 V.

CAPÍTULO II DESCRIPCION DEL CICLO TERMODINAMICO

2.1 Descripción general

La figura 2.1, representa gráficamente una turbina a gas de la Westinghouse. Esta es una máquina de combustión interna que produce energía eléctrica cumpliendo un ciclo termodinámico completo similar al ciclo Brayton, en las cuales se cumple cuatro etapas como son: compresión, combustión, expansión y emisión (exhaust). Entre los ciclos que cumplen las turbinas a gas, existen diferencias, en algunos detalles, los que son explicados a continuación.

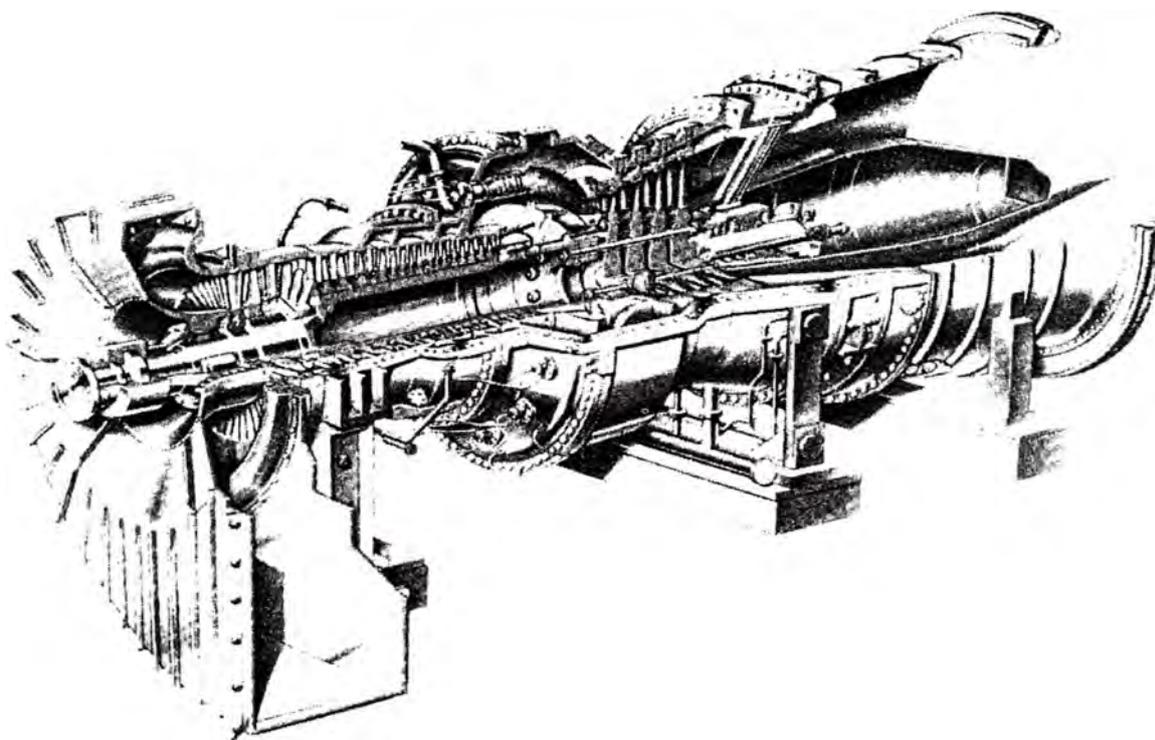


Figura 2.1: Típica turbina a gas de ciclo simple

2.1.1 Ciclo Brayton

Como es sabido tanto en el ciclo Otto como en el Diesel ocurren pérdidas con la caída de presión comprendidas durante la emisión. Estas pérdidas pueden ser evitadas, haciendo que la etapa de emisión sea más prolongada que la compresión, así se permite que el fluido se expanda a la presión atmosférica. Este ciclo el cual es más eficiente que las anteriormente mencionadas es llamado el ciclo Brayton (figura 2.2). Cuando el ciclo Brayton es trabajado con flujo de proceso abierto, nosotros tenemos la turbina a gas de ciclo simple.

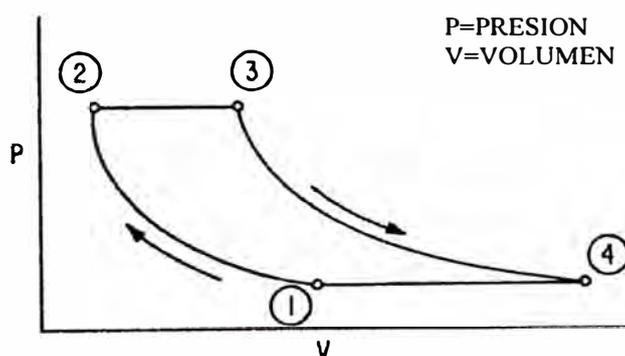


Figura 2.2: Ciclo Brayton

En la turbina a gas de ciclo simple, la combustión y emisión ocurren a presión constante y la compresión y expansión ocurren adiabáticamente.

La figura 2.3 gráficamente representa los dispositivos necesarios para el ciclo. Los puntos en las figuras 2.2 y 2.3 son concordantes. Al punto 1, ingresa aire al compresor (c). La compresión descarga aire a alta presión debido al proceso adiabático según:

$$p_1 V_1^k = p_2 V_2^k$$

En el punto 2, el aire, es esparcido con el combustible en la cámara de combustión o burner (b), produciéndose su calentamiento a presión constante según:

$$V_2 / V_1 = T_2 / T_1$$

En el punto 3 el producto de esta continua combustión, ingresa a la turbina (t), y es expandida a la presión atmosférica (punto 4). La turbina provee la potencia para accionar el compresor y la carga (en este caso un generador). En la actualidad las turbinas de este tipo alcanzan una eficiencia energética del orden del 37%.

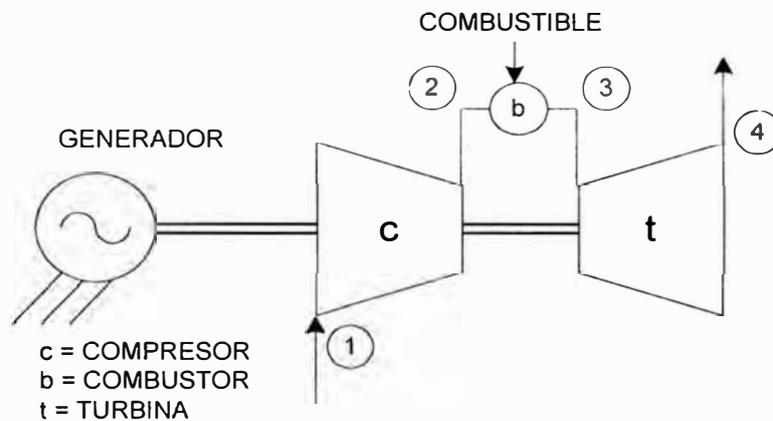


Figura 2.3: Turbina de gas fundamental

2.1.2 Ciclo combinado

Básicamente el ciclo combinado consiste en agregar a una turbina a gas de ciclo simple, una turbina a vapor movida por los gases de escape de la turbina como fuente de calor en un Heat Recovery Steam Generator HRGS (caldero) con lo que se consigue un sistema de dos turbinas, una de gas y la otra de vapor con una eficacia superior al 53% para el conjunto. Esta es su gran ventaja, figura 2.4.

2.1.3 Ciclo Cheng

La firma Cheng Power System, INC, del Dr. Dah Yu Cheng, PhD de la Universidad de Minnessota, quien estuvo trabajando en el diseño de reactores para

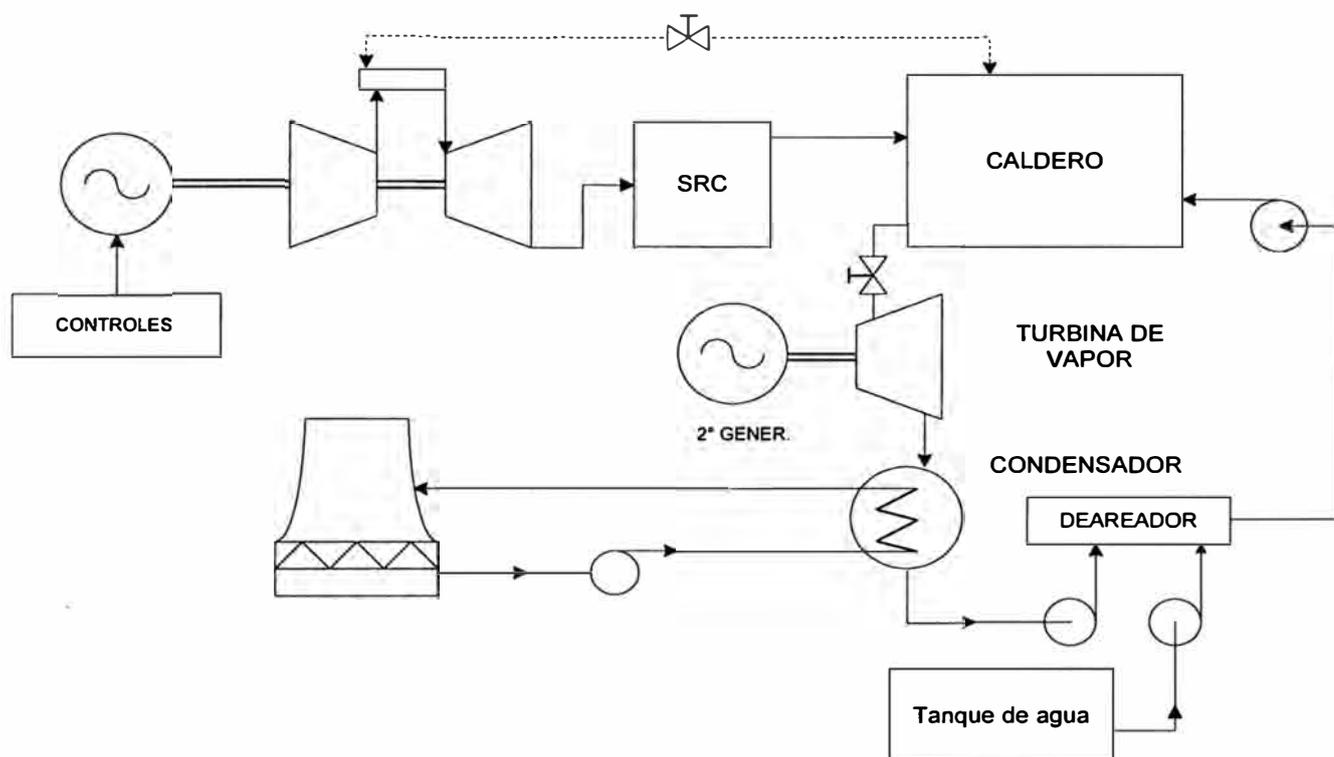


Figura 2.4: Turbina a gas con ciclo Combinado

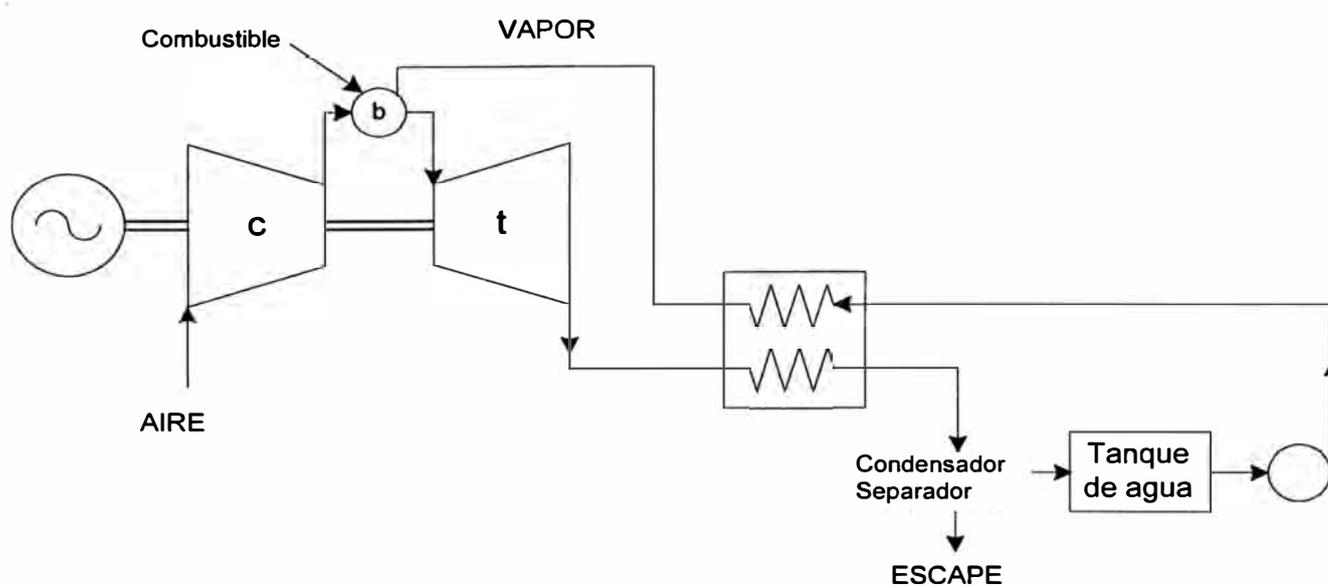


Figura 2.5: Turbina a gas con ciclo Cheng

cohetes por mas de 8 años en la NASA, ha desarrollado un sistema que combina una turbina a gas y una de vapor en un solo ciclo, inyectando el vapor generado con los gases de escape de la turbina, no a una turbina de vapor adicional, sino directamente a la cámara de combustión de la misma turbina a gas de ciclo simple.

Termodinamicamente es la más juiciosa utilización de la relación vapor/aire en una turbina a gas de ciclo simple, con el vapor generado por los gases de escape de la misma turbina, mediante un HRSG. Su eficiencia alcanza valores en el rango de 38 a 50%. Figura 2.5.

2.2 Descripción de los Componentes de la Turbina

Los principales componentes de la turbina a gas son, los componentes rotóricos, primeramente como el compresor de flujo axial y los discos de la turbina; los componentes estacionarios, como los cojinetes, el armazón de la turbina y las boquillas de ingreso de combustible, y los componentes de combustión.

Compresor

La función del compresor de flujo axial es proporcionar aire a alta presión a las cámaras de combustión para la producción de los gases calientes necesarios para operar la turbina. El compresor también sirve como una fuente (dado que solo una porción de esta salida es usada por la combustión) de enfriamiento de aire para los álabes de la turbina, los discos de la turbina, las piezas de transición y otras partes en la trayectoria de los gases calientes.

El aire entra al Inlet (ingreso de aire al compresor) y a las 19 etapas que posee el compresor W501D donde este es comprimido desde la presión atmosférica hasta aproximadamente 55 psi (Patmosf./14). Esto da una Relación de Presión del Compresor igual a:

$$RC = (P.A. + P.D.C.) / P.A.$$

Donde:

P.A.	Presión Atmosférica
P.D.C	Presión de Descarga del Compresor
R.C.	Relación de Presión del Compresor

Aproximadamente 14:1. El aire que continuamente descarga del compresor, ocupa mucho menor volumen a la descarga del compresor que al ingreso de la misma. Debido al calentamiento durante la compresión, la temperatura del aire se incrementa varios cientos de grados Fahrenheit.

La guía de entrada variable de los alabes (IGVs: Inlet Guide Vanes) facilitan el arranque y regulan la temperatura de descarga.

Turbina

Los discos de la turbina son un área de primera importancia, porque ellos son el punto al cual la energía cinética de los gases calientes es convertida por los álabes de la turbina entregando una fuerza rotacional, energía mecánica que produce la potencia necesaria para satisfacer los requerimientos de la carga y accionar el compresor de flujo axial.

Álabes

La función principal de los álabes es de convertir la energía del calor y presión de los gases calientes producidos durante la combustión interna, en energía cinética a alta velocidad.

Sistema de Combustión

La función más importante del sistema de combustión es suministrar la energía de calor necesaria para el ciclo de la turbina a gas. Esto es realizado por la

quema del combustible con el aire atomizado del compresor y esparciendo el producto de la combustión con exceso de aire para lograr la temperatura de gas deseado al ingreso de la primera etapa de los álabes.

El sistema de combustión consiste de un número de 14 cámaras de combustión similares. El aire descargado del compresor es distribuido a estas cámaras donde este es sangrado hacia su interior alrededor de la misma sobre la cámara de combustión. Este aire actúa como una cubierta protectora contra el calor de la combustión. También, el combustible es inyectado dentro del eje central de los liner (combustores), y cuando la ignición ha sido correcta, la combustión toma lugar, creando gases calientes con temperaturas de hasta 3000 °F.

En resumen, protegiendo las cámaras de combustión, el frío relativo del aire descargado por el compresor (solo varios de cientos de grados, comparado con 3000 °F) se mezcla con los gases calientes de la combustión y los enfría entre 1500 °F y 1800 °F a una presión de 55 psi, dependiendo del diseño y de la carga externa.

El gas enfriado y diluido ahora pasa a través de las piezas de transición a los álabes de la primera etapa de la turbina.

El esquema de operación de una turbina a gas de ciclo-simple, un solo eje puede observarse en la figura 2.6.

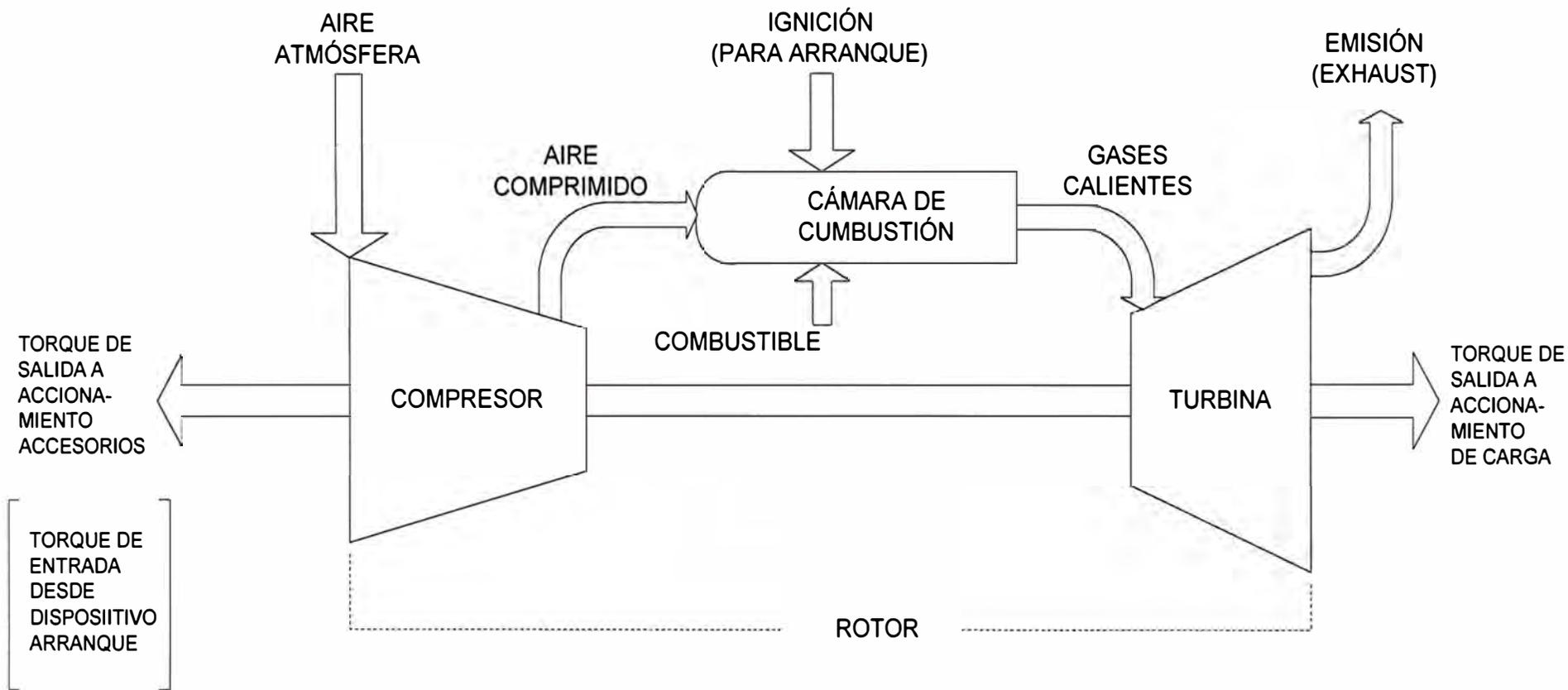


Figura 2.6: Operación de la Turbina a Gas de Ciclo Simple

CAPITULO III GENERADOR ELECTRICO

3.1 Configuraciones y especificaciones

El generador instalado (ver figura 3.1) en el proyecto referido es un turbo alternador bipolar Tipo DAX, la misma que cumple con las normas y especificaciones americanas e internacionales; entre las cuales tenemos:

- BS.5000, parte 2.
- IEC 34.1 y 34.3.
- ANSI C50.14 (accionadores de turbina a gas)
- ANSI C50.13 (accionadores de turbinas térmicas)

Además el generador dispone de la configuración siguiente:

- Rango de voltaje : 13,8 kV
- Velocidad : 3600 r.p.m. para 60 Hz de operación
- Excitación : Brushless
- Rango de salida : 100 MW

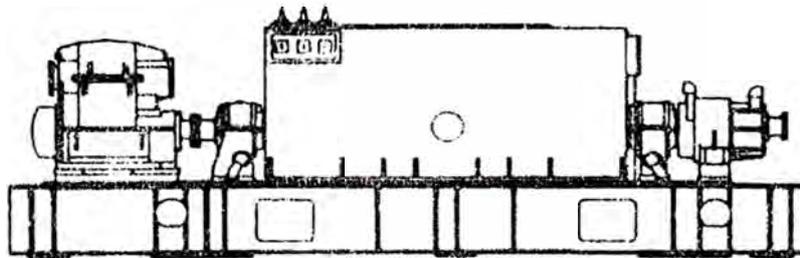


Figura 3.1: Generador con accionamiento final a través de motor de giro y con embrague

3.2 Construcción del estator

La construcción del estator comprende las siguientes partes principales: la estructura, el núcleo del estator, el bobinado, el sistema de aislamiento y las pruebas de fabricación.

a) Estructura

El marco del estator esta fabricada de planchas de acero maleable formando una estructura rígida. En las unidades horizontales tienen soportes de montaje axial a todo el largo del estator, que proporcionan una gran rigidez en el montaje. La estructura está espinada (introducida como un pin) y empernada a la solera de la máquina.

El estator del generador esta sujeto por cojinetes montados en los extremos de su estructura, tienen sus apoyos ubicados en puntos estratégicos en el lado inferior. Cada apoyo está previsto de huecos para pernos de anclaje y pines.

b) Núcleo del Estator

El núcleo está conformado por laminaciones segmentadas de acero eléctrico al silicio de alta permeabilidad. Las laminaciones del núcleo son fijadas por medio de barras guías provistas de “cola de paloma”, las que van empernadas a miembros estratégicamente ubicadas en el marco del estator.

Todas las láminas son liberadas de rebarbas y recubiertas con un barniz aislante para minimizar el contacto interlaminar y de ese modo restringir las pérdidas por corrientes parásitas.

A intervalos a lo largo del núcleo se forman conductos de ventilación radial por medio de espaciadores de acero de sección “I”. A cada lado del espaciador se halla una laminación más gruesa para evitar una distorsión del núcleo. El espaciador

se extiende hasta los extremos de los dientes de ranura para aumentar la rigidez del diente.

El núcleo es hidráulicamente comprimido a etapas predeterminadas durante la etapa de armado para garantizar un compactado uniforme, donde la presión es cuidadosamente monitoreada.

El núcleo terminado es confinado entre dos platos terminales robustos de acero que están fijadas por chavetas de inserción en ranuras en la barra guía, mientras el núcleo se halla aún bajo presión. Soportes robustos no magnéticos tipo diente transmiten presión de los platos terminales sobre los dientes del núcleo. En las unidades de gran tamaño los platos terminales y los soportes tipo diente son fundidos integralmente en una unidad utilizando una aleación no magnética.

c) El bobinado

El bobinado del estator está fabricado en medias bobinas para facilitar su manejo tanto en la etapa de fabricación, como de su montaje en el núcleo del estator.

Con la finalidad de reducir las pérdidas por corrientes parásitas, cada conductor es dividido en laminaciones apropiadamente dimensionadas y aisladas entre sí por medio de una cinta de fibra de vidrio impregnada en resina, transpuestas completamente para minimizar las corrientes circulantes. Las transposiciones de la bobina terminal o las del tipo Roebel son consideradas como apropiadas. También se utiliza el sistema de transposición Roebel dentro de las ranuras.

d) Sistema de aislamiento

Este está basado en una cinta de fibra de vidrio rico en resina, el que al ser procesado da como resultado un aislamiento de alta performance capaz de operar en forma continuada hasta una temperatura de hasta 155 °C (clase F).

El aislante posee una alta resistencia dieléctrica, asociada con una baja pérdida interna y esta en condiciones de satisfacer cualquiera de las especificaciones de hoy en día. En forma adicional, es altamente resistente a la gran mayoría de los contaminantes de máquinas eléctricas mas comunes, tales como hidrocarburos, ácidos, alcaloides y hongos tropicales.

e) Pruebas en fábrica para el bobinado

El aislamiento es sometido a pruebas de aplicación de diferentes niveles de tensión, tanto en la etapa de fabricación como de ensamblado del bobinado. Esto asegura un alto estándar de aislamiento y también de que cualquier defecto sea detectado en la etapa mas temprana posible de la fabricación.

3.3 Los Terminales de línea y neutro.

Los terminales de línea y neutro son sacados a través de la estructura del estator vía pasamuros de resina epóxica en lugares apropiados para el montaje.

a) Cubículo del neutro

El punto estrella del neutro por lo general tiene su propio cubículo, que también contiene el transformador de puesta a tierra del neutro, provisto este de una resistencia de carga en el secundario así como los transformadores de corriente para fines de medición y protección.

b) Cubículo del lado de salida

De acuerdo al proyecto los terminales de línea pueden ser sacados a un cubículo a prueba de intemperie, por lo general ubicado a un costado de la estructura del estator.

El cubículo del lado de salida de línea está acondicionado para una conexión de salida por cable o conducto de barra (como es el caso del proyecto de referencia) y aloja los siguientes equipos:

- Transformadores de corriente para medición y protección.
- Transformadores de tensión para medición y protección.
- Una salida de B.T. con fusible para suministro de los auxiliares.
- Pararrayos.
- Capacitores de impulso.

3.4 Rotor del generador

A continuación se describen aspectos constructivos del rotor del generador:

a) Forjado del Rotor

El rotor está fabricado de un forjado integral de acero de aleación Cr Ni Mo la que ha sido desgasificada y vaciada en vacío para obtener un material uniforme con propiedades excelentes de tensado.

El material estándar de forjado es apto para trabajar a temperaturas de hasta -20°C . Para las situaciones de que el rotor tuviera que trabajar a temperaturas mas bajas existen otros materiales mas especiales.

b) Bobinado de Campo

El material conductor de la bobina de campo es una cinta de aleación Cu-Al de alta conductividad.

Las bobinas preformadas son introducidas dentro de la ranura del rotor, estando cada vuelta aislada de las adyacentes. El sistema de aislamiento clase F es resistente a la humedad, a prueba de impacto y capaz de soportar los grandes esfuerzos mecánicos a los que está expuesto cuando esta en servicio.

c) Pruebas del fabricante para el Rotor

Una vez que el rotor ha sido ensamblado completamente, este es sometido a una prueba de sobrevelocidad en los laboratorios del fabricante que disponen de un amplio equipamiento de monitoreo.

De primera intención al rotor se le somete a un balanceo de baja velocidad y luego a una sobrevelocidad a 20% por encima de su velocidad normal de operación durante 2 minutos. En seguida el rotor es calentado a una temperatura máxima de trabajo para una verificación de balanceo, complementado con una repetición de la prueba de sobrevelocidad. Finalmente se verifica el balanceo a la velocidad nominal de trabajo.

Están previstos los planos para balanceos de ajuste en el cuerpo mismo del rotor, en los anillos de rotores de ventilación, en anillos especiales para balanceo y finalmente en el porta diodos de la excitatriz principal.

Una vez concluidas las pruebas de velocidad, el rotor es sometido a una prueba de alta tensión para verificar la integridad del sistema de aislamiento.

3.5 Cojinetes

De los cojinetes del generador podemos mencionar las siguientes características principales:

a) Casquetes de Cojinete

Los cojinetes principales son del tipo hidrodinámico convencional, es decir, que consisten de un casquete cilíndrico de perfil circular, recubierto de metal blanco.

El aceite de drenaje se acumula al fondo del pedestal o casquete del cojinete para ser devuelta al sistema de lubricación vía tubería de drenaje.

b) Albergue del Cojinete

El soporte del cojinete del generador es del tipo pedestal. En estos generadores el cojinete está soportado por un pedestal fabricado de acero estructural maleable. El pedestal esta cortado horizontalmente a lo largo de la línea de centro del cojinete y las dos partes del mismo empernadas y espigadas entre si.

La base del pedestal está maquinada horizontalmente plana para ser empernada y espigada al plato de fundación o base de concreto (solera).

El pedestal está provisto de bridas laterales tanto para el suministro como el drenaje del aceite lubricante.

c) Sellos de aceite para cojinetes

Se utilizan dos tipos de sellos para cojinetes:

c.1) El Sello tipo laberinto

Cuando ninguna parte del albergue del cojinete está expuesto al flujo del aire de enfriamiento, el sellado del aceite es manejado por un laberinto ubicado a cada lado del albergue de cojinete. Un juego de aletas montadas sobre el eje del rotor que encaja en el laberinto actúan como lanzadores de aceite. Los laberintos son drenados por tubos que termina por debajo del nivel de aceite en el albergue de cojinete. Este sistema de sellado es adecuado solo cuando la presión del aire dentro del albergue del cojinete está por debajo de la atmosférica.

c.2) Sellos tipo presión

La construcción de algunos generadores de gran tamaño, particularmente los cojinetes de estructura terminal, por necesidad parte del albergue de cojinete se halla en la trayectoria del aire de enfriamiento. Para evitar que los ventiladores del rotor succionen el vapor de aceite proveniente de los cojinetes hacia el generador, es menester ubicar sellos presurizados en cada lado del cojinete.

El aire presurizado es derivado aguas abajo del ventilador del generador y es llevado a los sellos vía tubería flexible.

d) Equipo de monitoreo

Se ha previsto dotar a todos los cojinetes de detectores de temperatura en el metal del cojinete y en el aceite de drenado. Ambos tipos de albergue de cojinete están en condiciones de acomodar la mayoría de los tipos de detectores de vibración.

e) Cojinete de empuje (thrust bearing)

Estos pueden ser provistos para satisfacer los requerimientos de disposición de las turbinas y las condiciones del lugar.

Las aplicaciones típicas son:

- Cuando el rotor es accionado desde ambos extremos provisto de embragues o acoplamientos no flexibles.
- En zonas sísmicas.
- Aplicaciones marinas.

f) Gata hidráulica de arranque

En las unidades de gran tamaño con rotores particularmente pesados el torque requerido para romper la inercia de estos para ser puestos en movimiento es sumamente alto, de modo que un desgaste excesivo del cojinete puede tener lugar durante el arranque o marcha a baja velocidad. Con la finalidad de minimizar esto, a

la parte inferior del cojinete se puede suministrar aceite a alta presión para crear un efecto de gata hidráulica que permita establecer una película de aceite antes que entre en acción el efecto hidrodinámico.

Las gatas de aceite, son los principales suministradores de aceite a lo cojinetes a través de tuberías, normalmente está provisto de una bomba de desplazamiento positivo accionado por motor eléctrico ubicado cerca al cojinete. Ver como referencia el Anexo E, Sistema de lubricación – gatas de aceite del generador.

3.6 Sistema de ventilación

a) Circuito de aire interno

Los turboalternadores de la serie DAX son enfriados por aire, algunos en circuito abierto, ventilación a través de filtros o circuito de aire cerrado enfriado por agua a través de radiadores.

En todos los casos el sistema interno de aire en el generador es el mismo. El aire de enfriamiento es forzado a través del generador por medio de dos ventiladores axiales montados en el eje del rotor. Las paletas de aleación de Aluminio van encajadas en ranuras maquinadas sobre la periferia de un anillo de acero forjado y aseguradas por espigas.

El ensamble completo del ventilador es fijado por encogimiento al eje del rotor. El sistema permite la ventilación tanto al estator como al rotor de manera localizada a través de conductos direccionados. La figura 3.2 muestra el sistema de ventilación utilizada para el generador.

a.1) Estator

El estator esta provisto de ductos de ventilación radiales distribuidos a intervalos a lo largo del núcleo, la mayoría de las unidades DAX son demasiado

largos como para que los requerimientos de aire de enfriamiento puedan ser satisfechos por un simple flujo del aire a través del entre hierro, esto se supera disponiendo un flujo de aire radial hacia adentro sobre secciones del estator que permite un adecuado flujo de aire a lo largo de toda la longitud del núcleo.

Para este el espacio detrás del núcleo del estator está dividido en 5 compartimentos. El 1ro., 3ro. y 5to. están abiertos en su parte superior formando una brida exhaustora de aire. El 2do. y 4to. están sellados en su parte exterior y mas bien están conectadas a los compartimentos de las cabezas de bobina por ductos a través de las cuales son alimentadas con aire frío paralelamente con el entre hierro.

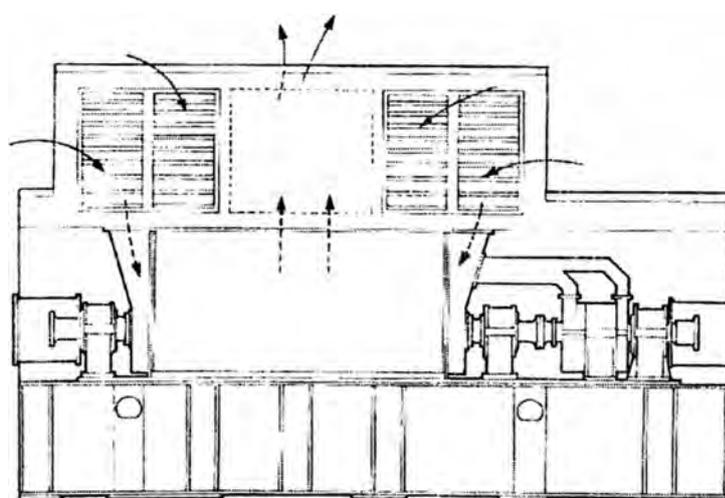


Figura 3.2: Sistema de ventilación típica, turbogenerador con ventilación filtrada.

a.2) Rotor

El rotor es enfriado por el aire que fluye a través de la cara interior de las tapas terminales o anillos de retención, pasando por las cabezas terminales de bobina y las ranuras de enfriamiento axiales, es decir aquellas ubicadas entre las ranuras de bobinado (entre-ranuras).

En la parte central del rotor hay ductos exhaustores radiales a través de las cuñas de cierre en las entre ranuras que permiten un escape de aire.

En los rotores de maquinas de gran tamaño, en adición a las inter-ranuras, también incorporan ranuras de enfriamiento conocidas como sub-ranuras, ubicadas al fondo de las ranuras de bobinado. El aire de enfriamiento sale de las sub-ranuras a través de ductos radiales exhaustores a lo largo de toda la longitud de la barra del bobinado, atravesando este.

Los rotores provistos de enfriamiento a través de las sub-ranuras tienen trayectorias independientes de aire de enfriamiento a través de las cabezas de terminales del bobinado, con el fin de minimizar la gradiente de temperatura a través del bobinado.

d) Circuito Externo de Aire

b.1) Generadores con ventilación abierta

Los generadores con ventilación abierta son enfriados por el aire del ambiente succionado por la máquina a través de filtros, para luego ser expelidos de vuelta al ambiente valiéndose de un ducto exhaustor montado sobre la brida de salida del estator.

- **Unidades en ambiente Cerrado**

En estas el filtro de entrada va montado en la pared de la sala de máquinas para que allí el aire filtrado sea llevado por ductos hasta la brida de entrada al generador. El aire caliente que sale del generador es expelido fuera del ambiente del generador a través de un ducto.

Los ductos de entrada y salida de aire de enfriamiento están provistos de silenciadores. Los silenciadores son del tipo “splitter” y están contruidos de

planchas gruesas de acero galvanizado, acolchados con un relleno absorbente de sonido que es higroscópico, a prueba de insectos y no inflamable.

- **Unidades de intemperie**

En las unidades intemperie tipo paquete los filtros de entrada están soportadas por estructuras en las paredes de la envoltura o alojados en un modulo separado de tratamiento de aire. Que puede ser montado ya sea encima o al costado del compartimento del generador.

El aire caliente es expelido a través de un ducto exhaustor a través del techo del compartimento que aloja al generador o también del módulo de tratamiento de aire. Unas persianas de acero inoxidable (louvres) que se cierran por gravedad a la salida del exhaustor impiden el ingreso de agua o copos de nieve cuando la maquina está parada. Los silenciadores de entrada y escape están incorporados en el compartimento o módulo de tratamiento de aire.

- **Tipos de filtro**

Para las gran mayoría de condiciones ambientales son adecuadas los medios filtrantes impregnados con adhesivos, reemplazables y protegidos externamente por persianas dispuestas angularmente. Sin embargo ciertas condiciones climáticas severas requieren de un filtrado adicional o de una pequeña modificación en el circuito del aire de enfriamiento.

Es posible instalar separadores inerciales a la entrada de aire para retirar todo exceso de arena o partículas grandes de polvo . Para los ambientes marinos se pueden utilizar filtros coagulantes que remueven las gotitas de humedad cargadas de sal.

En las regiones de gran precipitación pluvial es necesario prever el uso de capuchas tanto a la entrada de aire, como al escape de este. En presencia de copos de

nieve itinerantes y nieblas congelantes existe el peligro de obstrucción para los filtros, para superar esto se recurre a un sistema de recirculación de una parte de los gases calientes de escape, accionado por motor y sensitivo a la temperatura.

Donde existe el interés de extender la vida útil del elemento filtrante, es posible utilizar los del tipo auto limpiantes por pulsado. Estos van alojados en un módulo autosoportante conectado a la entrada del generador.

b.2) Unidades enfriadas por agua en un ciclo cerrado

Este sistema de enfriamiento no está instalado en la central de la referencia, sólo se indica como comentario, este sistema se emplea cuando las condiciones del lugar son tan severas como las desérticas, ambientes extremadamente salinas o inusualmente contaminadas.

En este caso el gas caliente exhaustado es enfriado antes de regresar a la máquina. El enfriamiento del aire de enfriamiento tiene lugar por medio de un intercambiador de calor enfriado por agua (radiador) que contiene un enjambre de pequeños tubos dispuestos de tal manera que permite un limpiado en sitio, pero también que fácilmente puede ser retirado para un buen trabajo de mantenimiento cuando es requerido.

El enjambre de tubos en bridas que permite conectar al radiador al sistema de suministro de agua del cliente y también están dispuestas de tal manera que permitan a una operación a carga parcial, estando uno o más de los enjambres inoperantes.

Los enjambres de tubo por lo general están montados en una estructura de planchas de acero ubicada en la parte superior de la máquina pero el diseño y la posición del ensamble del intercambiador de calor puede ser dispuesto para satisfacer cualquier aplicación específica.

3.7 Sistema de excitación

El generador tipo Brush posee un sistema de excitación tipo brushless diferente al sistema de excitación estática (donde la potencia de excitación es suministrado al campo del rotor vía anillos rozantes desde un rectificador aislado).

a) Sistema de excitación Brushless

El excitador instalado, la cual se muestra en la figura 3.3, consta de un generador de corriente alterna de armadura rodante, con un rectificador montado fusionado al eje. El bobinado de campo es estacionario. Este método permite que la salida del excitador sea conectado al generador de campo sin el uso de conmutadores, escobillas o anillos rozantes.

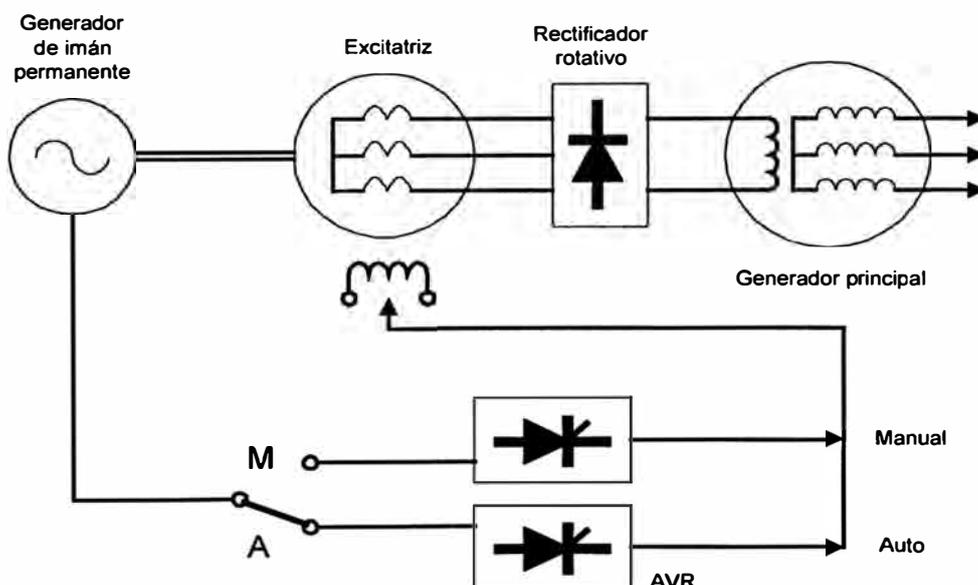


Figura 3.3 Diagrama simplificado del sistema de excitación Brushless tipo excitador piloto

a.1) El rectificador rodante y la armadura del estator

El núcleo de la armadura está constituido de laminaciones circulares aisladas de acero eléctrico. Estos son sujetables de manera segura al eje del excitador.

El bobinado de armadura esta compuesto de una barra de cobre preformada tipo bobina retenido en la ranura por cuñas tipo cola de paloma. Los pines del bobinado son retenidos totalmente por bandas de fibra de vidrio tratados.

La salida de la armadura es trifásica, los tres terminales van conectados a un puente rectificador trifásico de onda completa (el rectificador rotativo).

Un típico rectificador rotativo ensamblado comprende dos anillos con altos grados de aislamiento de aleación de aluminio forjado el cual actúa como disipador de calor para los diodos. Un anillo porta tres diodos con ánodo montado en las bases. El otro anillo porta tres diodos con cátodo montado en las bases. Los anillos ensamblados son mecánicamente idénticos, pero de polaridad eléctrica opuesta. El disipador de calor comprende así los terminales positivo y negativo para el campo del turbogenerador. Una gran unidad, dos diodos en paralelo son usados en cada armado del puente trifásico.

Un fusible esta conectado en serie con cada diodo para asegurar que algún armado del puente conteniendo un diodo en cortocircuito llegue a ser circuito abierto, de este modo se aparta un cortocircuito sobre el bobinado del excitador.

La relación del rectificador rotativo y la armadura es tal que la corriente total de la carga del rotor puede ser suministrado con un armado del puente trifásico inoperativo.

Una falla podría ser identificada por el sistema de monitoreo continuo Brush, también que la unidad puede ser parada y la falla corregida a la primera oportunidad convenientemente.

a.2) Accionamiento

Dos formas básicas de excitadores son disponibles, para generadores de accionamiento final simple y para accionamiento final doble que es el caso de la central W501D5.

- Generador de accionamiento final simple. Armadura de suspensión superior sólidamente acoplada al extremo libre del motor del generador.
- Generador de accionamiento final doble. “Accionamiento pasante” armadura sólidamente acoplada a un extremo del rotor del generador. La armadura es montada sobre un eje diseñado para transmitir todo el torque de accionamiento de una turbina.

Este sistema puede también ser utilizado por generadores de accionamiento final simple donde el concepto requiere el motor de arranque para ser el extremo del generador opuesto a la turbina.

a.3) Imán de campo magnético del excitador

Armadura del imán de campo magnético esta formada por una gruesa plancha de acero laminada.

Las tiras de cobre del devanado de la bobina de campo son de acabado con una capa de resina para polos laminados y rellena los polos el cual esta empernado a la estructura del imán.

a.4) Excitador piloto

El excitador piloto es un imán permanente monofásico de campo giratorio y generador de corriente alterna el cual provee potencia de excitación a el regulador de tensión. Este es montado sobre el eje del generador, normalmente adyacente al excitador principal, pero ocasionalmente al otro extremo del rotor cuando el dinamismo del eje lo requiere.

b) Sistema de excitación estática

Es el otro tipo de excitación opcional que describiremos solo a manera de comentario, estos excitadores de tiristóres estáticos proveen el suministro de potencia directamente al campo del generador sin el uso de un excitador rodante.

El sistema básico usa un puente de tiritares semicontrolado o totalmente controlado. El circuito de control y circuito de potencia del tiristor esta montado en el cubículo de excitación. Los transformadores de potencia para el excitador son suministrados separadamente. Ver figura 3.4.

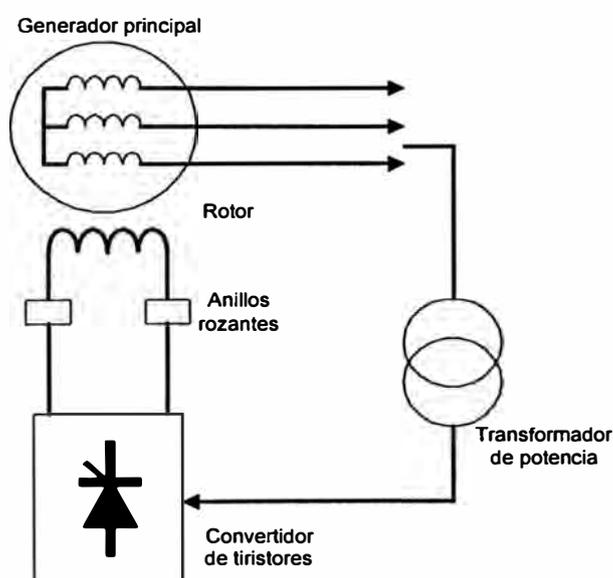


Figura 3.4: Diagrama simplificado del sistema de excitación estático (tipo anillos rozantes).

3.8 Cubiertas

Los generadores Brush para la turbina de accionamiento pueden ser suministrados completamente en un paquete tratado acústicamente a prueba del clima, también el generador y turbina asociadas pueden ser montados a la intemperie sin la necesidad de una construcción convencional.

Los cubículos son de varios tipos clásicos:

a) Cubículos integrales

Es el tipo instalado y estos son suministrados con las máquinas montadas sobre una placa base. La cubierta construida sobre una estructura de acero de armazón montado sobre la placa base y soportando un techo.

Apertura exterior, puertas con llave de acceso personal están provistas en posiciones apropiadas en las paredes del paquete.

b) Cubículos de posición libre.

Son opcionales de acuerdo al diseño, están particularmente situadas para el extremo del armazón del cojinete de los generadores donde no se dispone de la placa base para soportar un cubículo integral.

Los cubículos libres estables pueden también ser usados con máquinas montadas sobre placas bases donde particularmente tienen que cumplirse los requerimientos acústicos.

e) Cubículos de interior

Cuando las maquinas de montaje interior requieren cubículos acústicos, estos están suministrados con diseños de impermeabilidad al agua.

3.9 Sistemas de lubricación

En la mayoría de los casos, el sistema de aceite de lubricación combinada de turbina y generador es suministrada por el fabricante de la turbina, las interfaces para el suministro del aceite al generador van siendo situados apropiadamente a las bridas de drenaje y suministrados de aceite.

Para aplicaciones donde un sistema de aceite independiente es requerido para el generador, Brush tiene desarrollado un paquete compacto, módulo de aceite de lubricación de posición libre para usarlo con todos los tipos de generadores DAX.

El modulo comprende un reservorio de aceite fabricado de acero, sobre el cual es montado el siguiente equipamiento:

Motor de corriente alterna de accionamiento de bomba.

Motor de corriente continua de accionamiento de bomba para operación de emergencia.

Filtro de aceite.

Válvula de control de temperatura (enfriador By-pass)

Válvula de control de presión.

Extractor de vapor de aceite.

Interruptores de temperatura y presión.

Intercambiador de calor por soplador de aire.

Además se puede contar con otros equipos como opciones en el módulo básico:

Motor AC de reserva para accionamiento de bomba

Válvula de conmutación manual con filtro de aceite doble

Intercambiador de calor enfriado por agua (en lugar del intercambiador de calor por soplador de aire).

Calentador de aceite para operación a temperatura ambiente baja.

Eje de accionamiento de bomba (en lugar de el motor AC de accionamiento de bomba)

Alimentadores por gravedad de tanques para paradas de emergencia (en lugar del motor DC de accionamiento de bomba).

3.10 Operación del compensador síncrono

Es común usar la turbina a gas para accionar tanto a generadores como a compensadores síncronos.

Frecuentemente es mas eficiente desconectar mecánicamente la turbina de el generador, cuando la turbina a gas gira a mínima potencia. La turbina entonces inicia su parada disminuyendo su velocidad hasta alcanzar la rotación del motor del generador la cual viene suministrada en el paquete. Para desconectar la turbina del generador, Brush incorpora un embrague de sobregiro automático dentro del mecanismo de accionamiento del generador.

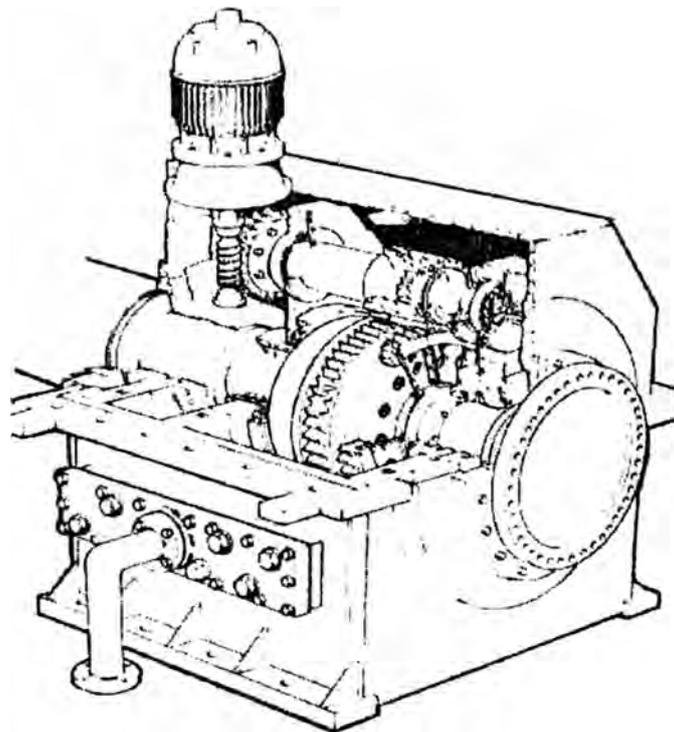


Figura 3.5: Esquema de disposición del embrague para incorporación del motor de arranque.

a) **Operación del embrague**

El embrague es un dispositivo automático que no requiere controles externos para operación normal. Este es enganchado por un reten accionado con movimiento deslizante helicoidal y desenganchado tan pronto como el eje de la turbina alcanza la

velocidad síncrona, abandonando al generador excitado girando sobre la estructura de base.

La fuerza es transmitida vía acoplamiento hidráulico, el mecanismo de movimiento se mantiene en sincronismo con la red siempre que la turbina gire tan rápido como el generador.

b) Alojamiento del embrague

Existen tres sistemas básicos usados comúnmente:

b.1) Accionamiento por caja de engranaje.

Donde la turbina gira a una alta velocidad, una caja de engranaje de reducción de carga es ajustado para disminuir la velocidad del eje hasta la velocidad síncrona del generador. En este caso, puede ser posible incorporar el embrague dentro de la caja de engranaje.

b.2) Accionamiento directo (1).

Donde la turbina rota a la velocidad síncrona del generador un engranaje tipo semirígido, puede ser incorporado entre la turbina y el generador. Este tipo de engranaje requiere cojinetes para soporte, la cual esta suministrada en la envoltura fabricada completamente con alimentación de aceite y tubería de drenaje. Esta envoltura puede ser montada sobre la placa base del generador o puede ser de ubicación libre.

b.3) Accionamiento directo (2)

Alternativamente, un engranaje tipo integral puede ser incorporado entre la turbina y el generador, este tipo de engranaje es completo con un acoplamiento flexible tipo diente doble, el engranaje entonces forma el acoplamiento entre la turbina y el generador.

3.11 Control y protección

Un rango completo de equipamiento de protección y control de generador es proporcionado por Brush, incluyendo reguladores de tensión automático, unidades de sincronización, sistemas de manejo de potencia y unidades de distribución de potencia.

El equipo puede ser suministrado “suelto” para montaje en la sala de control de la turbina o puede ser montado en panel. Los circuitos de protección puede incorporar relés electromecánicos o de estado sólido.

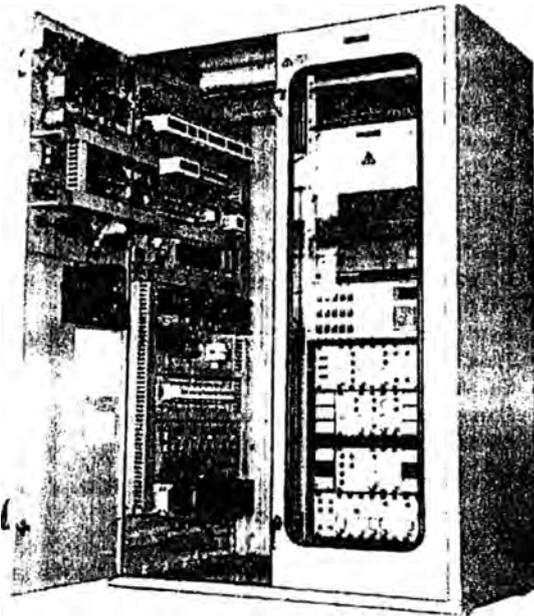


Figura 3.6: Panel de control y protección del generador

3.12 Pruebas

Cada generador esta sujeto a rigurosos pruebas de control de calidad, comprendidas para todo el proceso de fabricación, de este modo aseguran que las máquinas cumplan con las normas especificadas y las normas de calidad sin perturbar el servicio.

Las siguientes pruebas se realizan en todas las máquinas:

- Pruebas de sobrevelocidad.
- Medición de resistencia de bobinado
- Características del generador, por ejemplo: apertura de circuito, cortocircuito y pérdida del circuito de excitación.
- Medición de vibración.
- Pruebas dieléctricas de alto voltaje.
- Medición de resistencia de aislamiento.

En suma este tipo de pruebas son realizadas durante la puesta en servicio. Los tipos de prueba usualmente incluyen:

- Medición de bobinado en caliente.
- Apertura de circuito en caliente.
- Cortocircuito en caliente
- Medición de la forma de onda de tensión
- Medición de reactancias.
- Determinación de los rangos de ruido.

Las pruebas pueden ser realizadas con la presencia de los ingenieros consultores y las preguntas respectivas son absueltas, proveyendo un reporte adecuado de respuestas.

CAPITULO IV EQUIPAMIENTO DE LA TURBINA A GAS

La Turbina de Combustión W501D, de la referencia a sido desarrollada por la Westinghouse Electric Corporation, diseñado para funcionamiento a frecuencia de 60 Hz, posee un solo eje y nominalmente tiene un rango de generación de hasta 100 MW con ciclo simple, puede generar eficientemente hasta por encima del 33% del nominal. Esta turbina ha sido exigentemente probado contra las fallas mas severas, esta diseñado para alta confiabilidad y fácil mantenimiento.

Los elementos de la turbina de combustión W501D tienen las siguientes características:

- Sus partes están embaladas horizontalmente
- Posee rotor con dos cojinetes
- El rotor del compresor formado sobre discos
- El rotor de la turbina está asegurada con discos de acoplamiento
- En la parte del compresor, los alabes están sujetos en forma de pines, permitiendo su fácil removimiento sin desmontar el rotor.
- Los alabes de la turbina pueden ser removidos fácilmente sin desmontar las partes del rotor.
- En el lado del exhaust la descarga tangencial mitiga pavoneos manteniendo el rotor en alineación.

- El enfriamiento final del generador elimina la necesidad de un acoplamiento flexible, y simplifica las aplicaciones de recuperación de calor.

El diseño actual del W501D incluye mejoras que se introdujeron en 1980 como son la mejora de los métodos de enfriamiento, diseño de componentes y los materiales permitiendo extender la vida útil de las partes y aumentar la eficiencia de la unidad. Finalmente se ha logrado una máquina compacta y con tecnología de punta, favoreciendo a los sectores de servicios de electricidad y sector industrial.

El diseño mecánico de la turbina de combustión W501D esta fabricada para obtener la máxima eficiencia, confiabilidad y fácil mantenimiento en cualquier etapa del proceso de generación desde el ingreso de aire al compresor hasta el cilindro del exhaust (emisor del aire caliente) en el sistema de combustión.

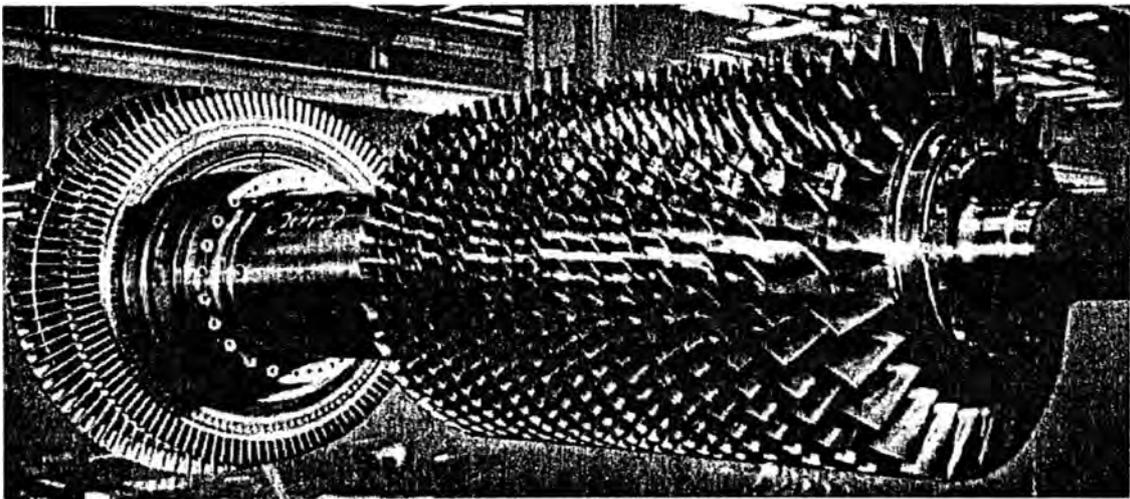


Figura 4.1: Ensamblaje del rotor

4.1 Rotor

El rotor W501D esta ensamblado formando un solo eje, las partes del compresor y las secciones de la turbina están unidas por un acoplamiento central. El rotor del compresor es una pieza formada por discos unidos uno tras otros. El rotor

de la turbina se forma de discos que se aseguran juntos y enclavados con acoplamientos especiales.

Cada sección del rotor es balanceada separadamente antes de ser juntado acoplándose al eje. El eje entero es balanceado entonces antes de ser ensamblado en la cubierta. El eje va montado sobre cojinetes lisos (journal bearing) y cojinetes de empuje (thrust bearing).

4.2 Compresor

El compresor W501D tiene 19 etapas con carga aerodinámica liviana y una relación total de presión de 14-a-1. El aire se entrega desde el sistema de entrada (inlet) a través de un ducto en forma de campana. Los puertos de sangrado de tres ejes simétricos del compresor proveen enfriamiento de aire para la sección de turbina. Este sangrado también reduce requerimientos de potencia del dispositivo al arrancar. La guía de entrada variable de los álabes facilitan el arranque y regulan la temperatura de descarga (exhaust) para aplicaciones de recuperación de calor la cual no es el caso para la central de generación que estamos tratando.

Los álabes están incrustados como pines para la rotación, el eje tiene un mecanismo que permite reemplazarlos fácilmente en el campo. Los sellos tipo laberinto en cuatro puntos minimizan el pasado de filtración en las partes estacionarias. Los revestimientos de los diafragmas contribuyen al rendimiento uniforme protegiendo los componentes del compresor contra la suciedad.

4.3 Sistema de combustión

En el W501D el sistema de combustión tiene 14 combustores tipo cilíndricos, en donde cada uno de ellos está unidos a un ducto de transición que

alimenta a la turbina. El sistema está diseñado para la máxima confiabilidad y máxima flexibilidad de combustibles.

- La construcción de la cubierta del combustor permite el aislamiento térmico manteniendo la superficie relativamente fría (ver figura 4.2)

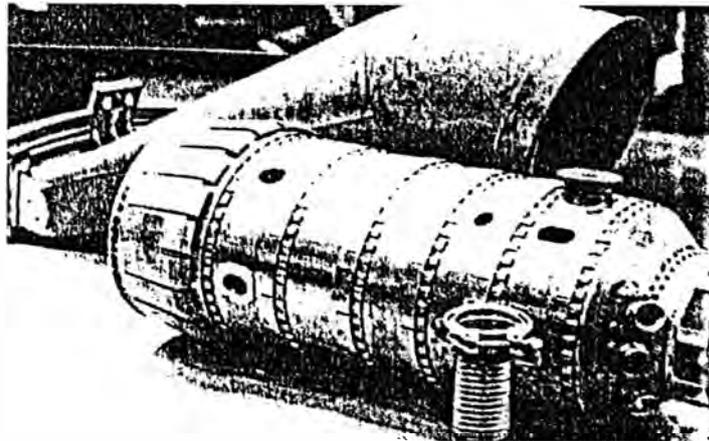


Figura 4.2: Cámaras de combustión y tubería de transición

- Para una ignición confiable, los dispositivos de encendido se ubican en dos combustores; los ductos cruzados - llamas propagan el encendido a los otros cámaras de combustión.
- Para una combustión eficiente, el combustible líquido es atomizado con las boquillas inyectoras de alta presión. Durante el arranque de la máquina, este proceso se ayuda atomizando el combustible con el aire abastecido por el soplador auxiliar.

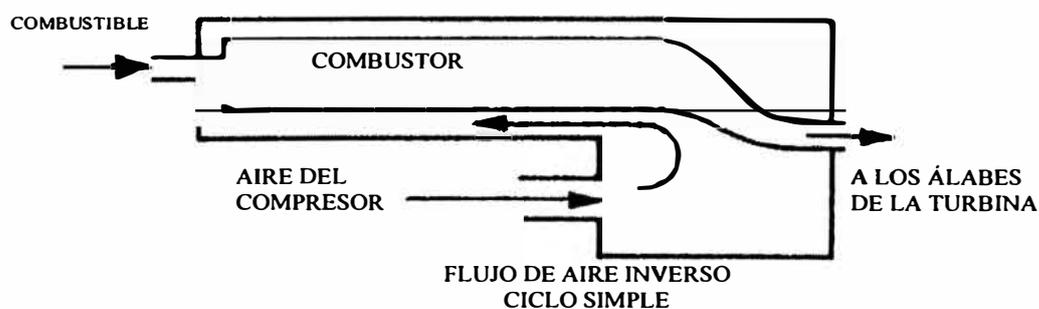


Figura 4.3: Esquema de la cámara de combustión y dirección de flujos

- La sección de combustión se diseña para la flexibilidad de combustible. Puede acomodarse con gas de bajo y mediano Btu, así como también gas natural y el combustible líquido que va desde la nafta liviana al petróleo residual.

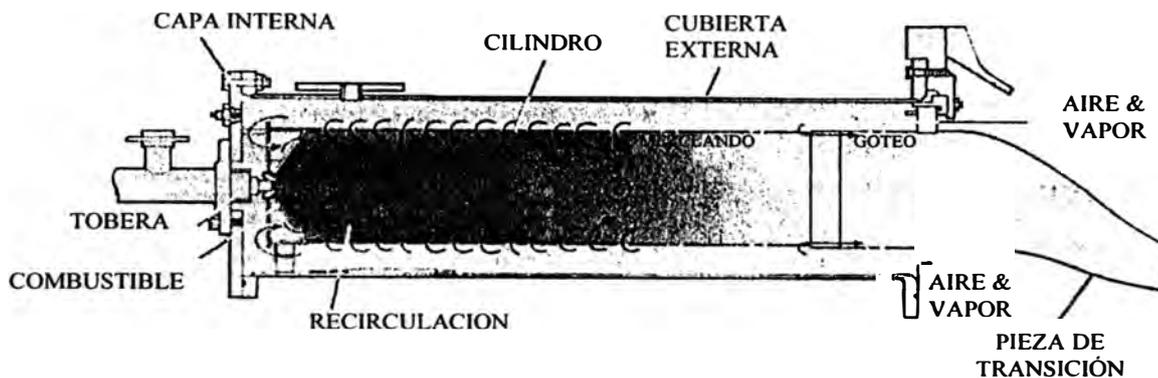


Figura 4.4: Diseño del flujo de aire de combustión

Un conjunto de termocuplas son ubicados por abajo de las alabes de la última etapa de la turbina y brindan la información acerca del sistema de combustión para el sistema de control, incluyendo el flujo de combustible y distribución de llama entre combustores.

4.4 Sección de la turbina

La eficiencia y confiabilidad de la turbina dependen de la aerodinámica, construcción y de su enfriamiento.

Las cuatro - etapas de la sección de turbina W501D, por su alta eficiencia permiten una carga y reacción aerodinámica moderada.

La eficiencia así como también la fortaleza mecánica son logradas al diseñarse todas las partes estacionarias para trabajar como un solo sistema. El ensamble del anillo de las paletas son el principal apoyo para las alabes estacionarias. La filtración se minimiza por los sellos de laberinto, que se alojan en anillos que son

apoyados por las cubiertas interiores de las alabes. El diseño entero mantiene distancias de separación ajustadas entre el rotor y partes estacionarias, considerando tolerancias para el crecimiento térmico.

Aunque la operación a alta temperatura mejore la eficiencia de la turbina, ejerce esfuerzo adicional sobre componentes de la sección de la turbina. Para mantener temperaturas de operación seguras que no afecten la vida útil de los componentes, el sistema de enfriamiento del W501D ventila a los alabes, paletas, y discos del rotor.

La descarga del aire del compresor es sangrado de la cámara de combustión, y dirigido al filtro y enfriador externo de aire, luego al rotor de la turbina y los alabes de la primera y segunda etapa. El aire fluye a través de los pasajes de las paletas y descarga en el exhaust.

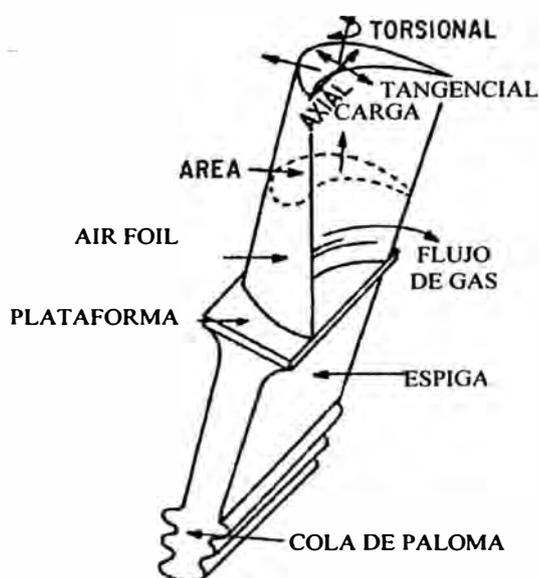


Figura 4.5: Detalles del álabe

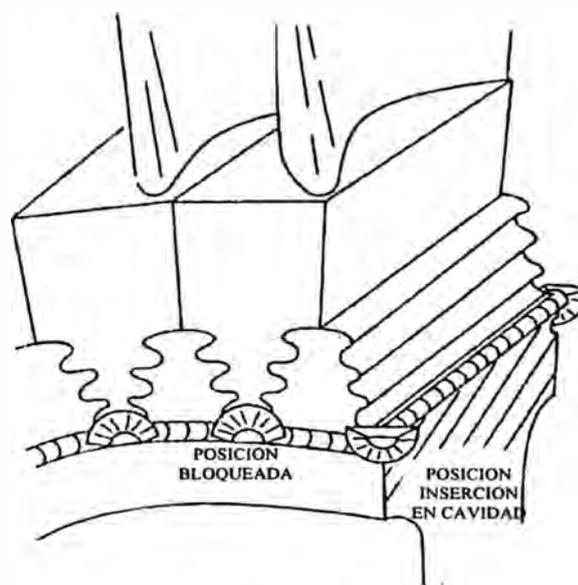


Figura 4.6: Detalle de ensamblaje álabe/rotor

Las primeras paletas reciben aire de la descarga del compresor. Las segundas, terceras, y cuartas paletas se abastecen con el aire sangrado en las etapas internas del

compresor. Más allá de la primera etapa, el aire abastecido a las paletas fluye radialmente al interior para enfriar la armadura del rotor, y para formar un sello que impide escapar gases calientes que pasan por los alabes en el área de los discos del rotor.

Los álabes y las paletas de las primera y segunda etapa están recubiertas por un metal especial para la difusión “aluminide” que ayuda a protegerlos contra la corrosión.

4.5 Emisor de gases calientes (exhaust)

El cilindro de exhaust de la turbina aloja el soporte final del exhaust. Este tiene seis, soportes tangenciales espaciados igualmente que apoyan el alojamiento de los cojinetes. La superficie formada del Airfoil (exhaust) ayudan a proteger los soportes de los gases desviados por los alabes y apoyan los conos difusores interiores y exteriores. Este diseño mantiene el alojamiento del cojinete alineado para permitirle rotar inhibiendo las expansiones diferenciales. Para esta área que sostiene el exhaust se incluye un sistema de protección contra incendio.

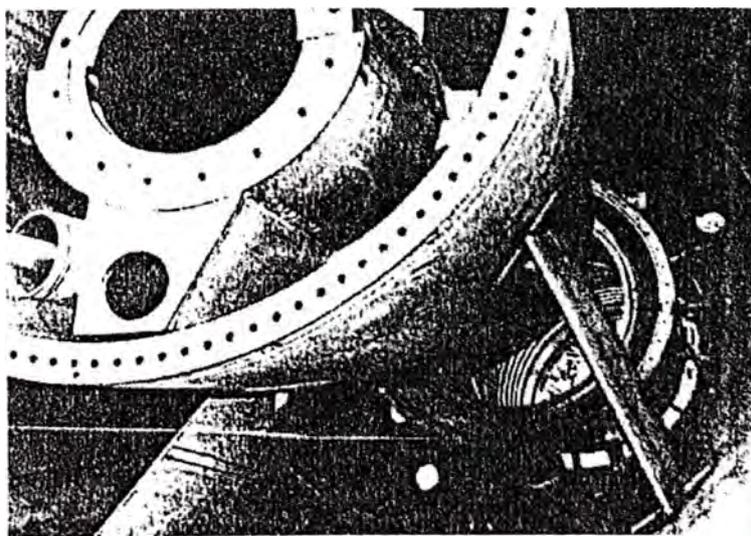


Figura 4.7: Extremo del exhaust de la turbina, soporte y alojamiento del cojinete.

El exhaust de transición de la turbina W501D es altamente eficiente. Porque el difusor de flujo axial es prolongado, la pérdida de presión se minimiza, así como la velocidad del gas expulsado es reducida antes que los gases entren a la torre del emisor.

CAPÍTULO V COMPARTIMENTOS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La planta de generación eléctrica W501D es un paquete de ciclo simple (Sistema ECONOPAC de la Westinghouse) que incluye la maquina ensamblada de la turbina de combustión, excitador y generador; paquete de arranque; sistema de emisión (exhaust), entrada (inlet); y equipamientos auxiliares de la planta. Está estructurado en módulos de fácil transporte e instalación.

El sistema ECONOPAC puede también ser implementado para la cogeneración y otras aplicaciones de recuperación de calor. Incluyendo aplicaciones de repotenciación puede ser equipado con el generador de vapor por recuperación de calor (HRSG), para producir vapor para uso industrial, o para el generador de la turbina de vapor en una planta de ciclo combinado. Para todos los casos, la ventaja de la recuperación de calor es altamente eficiente, con capacidad aumentada a un bajo costo de inversión.

Ocho módulos básicos ECONOPAC conforman la planta de potencia (ver figura 5.1), instalada en cada grupo de generación de 100 MW:

Paquete de la turbina de combustión

Paquete del generador

Paquete de la excitatriz

Paquete del motor eléctrico de arranque

Paquete de control eléctrico

Paquete mecánico

Paquete del ingreso de aire (Inlet)

Paquete del emisor de gases calientes (Exhaust)

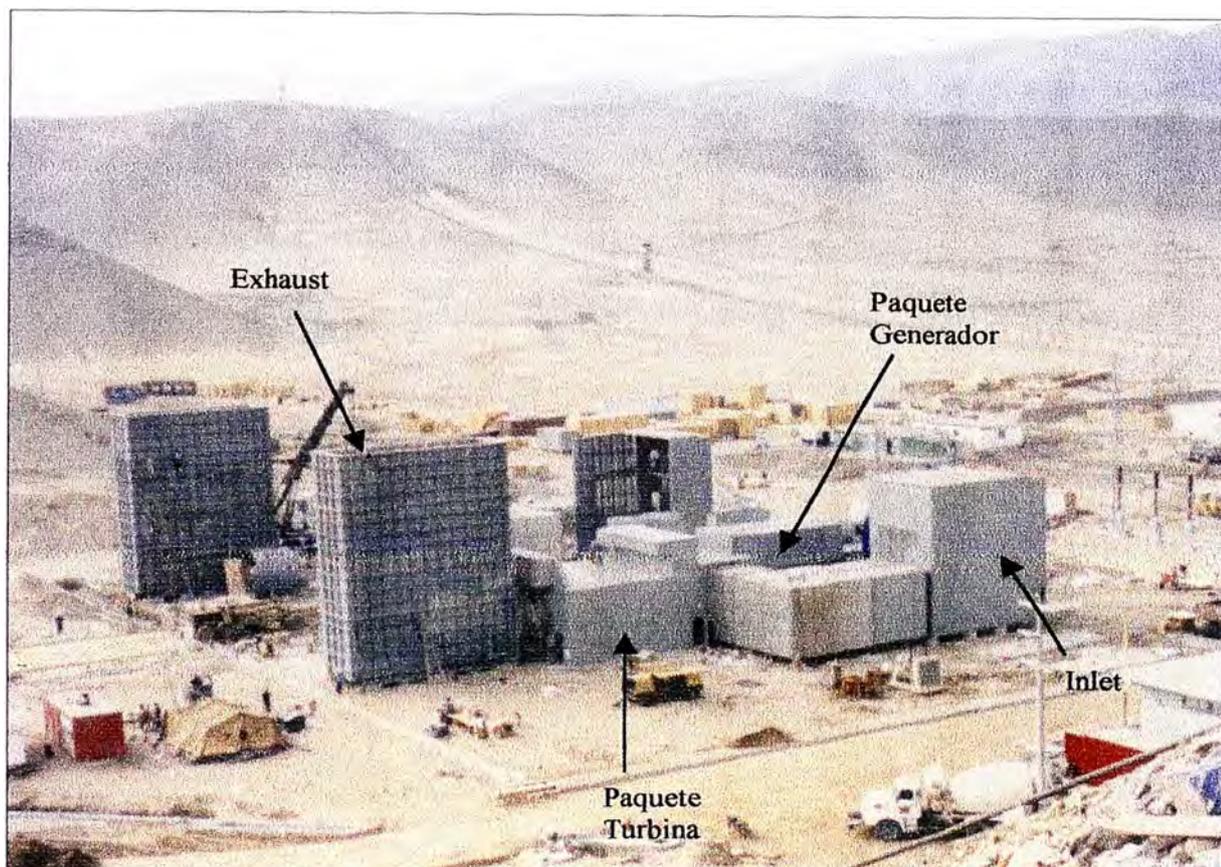


Figura 5.1: Planta de generación Westinghouse ECONOPAC

5.1 Paquete de la turbina de combustión

Incluye el compresor de flujo axial, el sistema de combustión, y la sección de la turbina empaquetado con el rotor.

5.2 Paquete del generador

El generador es enfriado por Hidrogeno, de 3600 r.p.m. nominal, dos polos, sistema síncrono trifásico. Ventiladores axiales montados sobre el eje hacen circular

hidrogeno de enfriamiento a través del generador. Un acoplamiento sólido conecta el generador con el eje del rotor de la turbina de combustión por el extremo del compresor.

5.3 Paquete de la excitatriz

El excitador “Brushless” está directamente conectado al generador. Está construido basándose en diodos de silicon, a través de un sistema en la cual van conectados internamente.

5.4 Paquete del motor eléctrico de arranque

Esta montado sobre una plataforma base y contiene un convertidor de torque, de giro progresivo, y embrague. Provee el torque para el arranque y la aceleración y permite que el dispositivo de arranque desenganche una vez que la unidad alcanza la velocidad con la cual puede sostenerse por sí misma. Un motor de giro (turning gear) permite al generador y la turbina el enfriamiento lento y suave durante la parada.

5.5 Paquete de control eléctrico

Contiene el centro de control de motores, el regulador de voltaje, el cargador de baterías, y el panel de los relés de protección. También aloja el sistema de control Power Logic II de Westinghouse, basado en microprocesador, el cual regula la operación total de la planta.

Diseñado para rapidez, precisión y seguridad, la secuencia del POWERLOGIC II, monitorea, controla y protege la turbina y los auxiliares. El operador puede arrancar la unidad y ordenar automáticamente la secuencia a cualquier carga desde la condición fría; o también puede sincronizar manualmente y cargar a cualquier nivel deseado. Un panel operador esta incluido para el control

local. El control remoto, la adquisición de datos, y el diagnóstico del sistema son opciones implementadas fuera de este paquete.

5.6 Paquete mecánico

Contiene la estación del sistema de aire, el sistema de lubricación y los demás componentes del sistema de combustible.

La estación del sistema de aire incluye un compresor accionado por motor y un reservorio que suministra aire a alta presión hacia los instrumentos y controles durante el arranque, parada y periodos de reserva (standby).

El sistema de lubricación suministra aceite filtrado a la turbina, generador, y cojinetes de la excitatriz, sistema de sello de aceite; y convertidor de torque en el paquete de arranque. Incluye la bomba accionado por motor AC, una bomba de emergencia accionada por motor DC, un reservorio de aceite y un enfriador.

El sistema de combustible incluye la bomba accionado por motor (para combustible líquido), filtro de combustible, disparo por sobrevelocidad/aislamiento de válvula y un control bypass. Un distribuidor de flujo ubicado cerca de la turbina suministra proporcionalmente el combustible hacia el combustor.

5.7 Paquete del ingreso de aire

El aire entra a la unidad a través de un conducto al costado del compresor, es direccionado dentro del suministrador de aire del compresor (manifold), y fluye al interior de la campana del compresor.

5.8 Paquete del emisor de gases calientes

Incluye tuberías de transición, juntas de expansión, empaquetaduras y una torre chimenea con un silenciador o difusor de flujo. El diseño es ideal para aplicaciones de recuperación de calor debido a que se emite el flujo axialmente y

dirigido al HRGS (heat recovery steam generator). La chimenea puede ser removida para estas aplicaciones.

Los cubículos o recintos de estructura de acero protegen los módulos ECONOPAC. Estos espacios construidos son cableados eléctricamente, y provistos de iluminación, calor y ventilación. Cada recinto también contiene un sistema de protección contra incendios. Cuando es activado, envía una señal de parada al panel de control central, siempre la ventilación en el área afectada es apagada automáticamente.

CAPITULO VI DETALLES DEL SISTEMA

6.1 Sistema de control Power Logic II

El sistema de control Power Logic II de Westinghouse es el sistema de control para las turbinas de combustión. Este sistema reúne las experiencias de laboratorio y campo en diseño y conocimientos operacionales y ha sido probado en sistemas previos. Por su característica redundante tiene mayor confiabilidad y disponibilidad.

Descripción del sistema de control

El sistema de control Power Logic II es un producto de la Familia de Proceso Distribuido de la Westinghouse (WDPF), el WDPF comprende un amplio rango de bloques de construcción compatible. Cada subsistema es diseñado para un tipo específico de aplicación que puede ser definida como: Control de Proceso, Almacenamiento y Acceso de Datos, Computación para Propósitos Generales, e Interfaces Máquina/Máquina. La totalidad de los subsistemas es enlazada a la vez sobre una interface serial redundante de alta velocidad conocido como el Westnet II Data Highway. Las aplicaciones específicas del Sistema de Control Power Logic II usa los siguientes equipos: dos Unidades de Proceso Distribuido (DPU), una Consola de Ingenieros (ECON), y un registrador con impresora. Una cabina adicional, el Panel Local, contiene una pantalla y teclado como un apoyo, y dispositivos montados en el tablero tales como el monitor de vibración, el detector de flama

ultravioleta, contadores, temporizadores, sincronoscopio y controles de operación local. Ver figura 6.1: Diagrama de control y estructura del sistema de transferencia de datos.

Cada uno de los DPU contienen procesadores de control redundante y una capacidad de campos en la tarjeta de entrada/salida para 36 tarjetas de circuito. Varias tarjetas entrada/salida se usan como interfaces de los dispositivos de campo dependiendo de la naturaleza de la interface eléctrica (tensión, circuito de corriente, frecuencia, contactos, nivel de tensión digital) y proporciona, tratamiento de la señal, calibración y diagnósticos de fallas en la propia tarjeta. Los DPU's están alimentados por 125 Voltios DC e incluyen doble fuente de energía redundante para los procesadores de control y las cajas de tarjetas de entrada/salida. La redundancia en campo es lograda a través múltiples sensores y controles que trabajan de interfaces entre circuitos separados de entrada/salida, dentro de la sección entrada/salida del DPU.

La tolerancia de fallas a través de la redundancia es realizada por dos métodos generales: (1) Controles y sensores redundantes y (2) diversas pruebas para límites de variables del proceso y nivel de aceptación de la señal del sensor. Por ejemplo, señales de los transductores del circuito de corriente son probadas para un valor razonable de la variable del proceso (dato razonable) y también para el valor de la misma señal eléctrica (la corriente del circuito es menor de 4 miliamperios o mayor de 20 miliamperios). Una vez que los datos del sensor primario son recibidos y probados, se le asigna un valor cualitativo el cual es usado por algoritmos de selección y validación tales como los de cálculo promedio de la calidad y selección de la mediana para obtener un valor selecto y valido para una variable de proceso;

esta metodología típica es usada durante todo el desarrollo del sistema de control en lo que respecta a la validación de los datos del sensor para detectar condiciones de alarmas y evitar inapropiadas actuaciones del control automático. Las fallas detectadas en el proceso de validación son utilizadas para evitar el uso de datos de baja calidad en lo que siga del proceso y generar condiciones de alarma.

Cada procesador redundante es idéntico en términos de hardware y software y son configurados como parejas. Una pareja es inicializada como control en línea y el otro como apoyo en línea. Periódicamente cada procesador ejecuta un número de auto-diagnósticos y también interroga al procesador de control asignado como pareja. Toda falla detectada es enviada como alarma al operador y al haber una alarma en el control en línea designado se lleva a cabo una transferencia automática e inmediata al apoyo (respaldo) designado. Ver la figura 6.2: Diagrama de bloques del sistema de control redundante.

La principal interfaces hombre/máquina sobre el sistema de control Power Logic II es la Consola del Ingeniero. La ECON es un terminal de modo dual que consta de una pantalla CTR, dos teclados, un procesador de modo dual con interfaces de canal de datos redundante, y ambos con drive de disco de medio fijo y removible. Cuando el modo de ingeniero es usado como terminal de programación del sistema, el ingeniero utiliza una biblioteca de editores, constructores y compiladores para producir archivos tipo código fuente para control de algoritmos, librerías de forma y color, pantallas gráficas, secuencia de escalera, archivos de registro, y generación de base de datos. Muchas de estas funciones de ingeniería de control son implementadas usando medios de ayudas de programación como el mouse, tableta gráfica, ventanas de menús, submenús, etc. La totalidad de los archivos del sistema son mantenidos en

WESTNET II DATA HIGHWAY COMMUNICATION

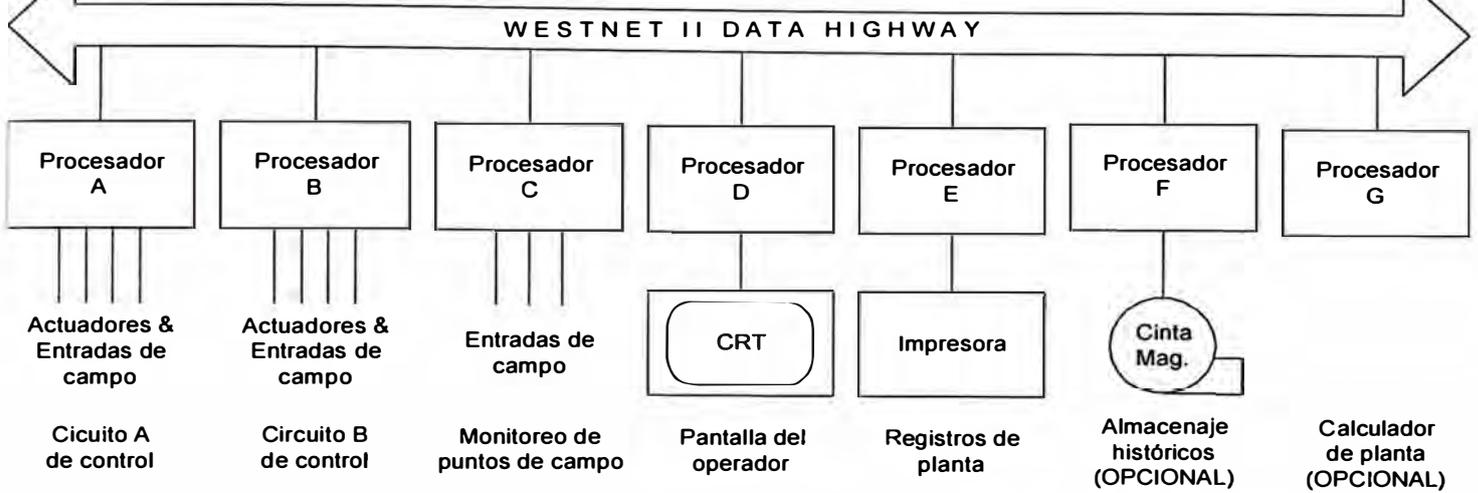


Figura 6.1: Diagrama de control y estructura del sistema de transferencia de datos

DPU REDUNDANTE (Q I/O)

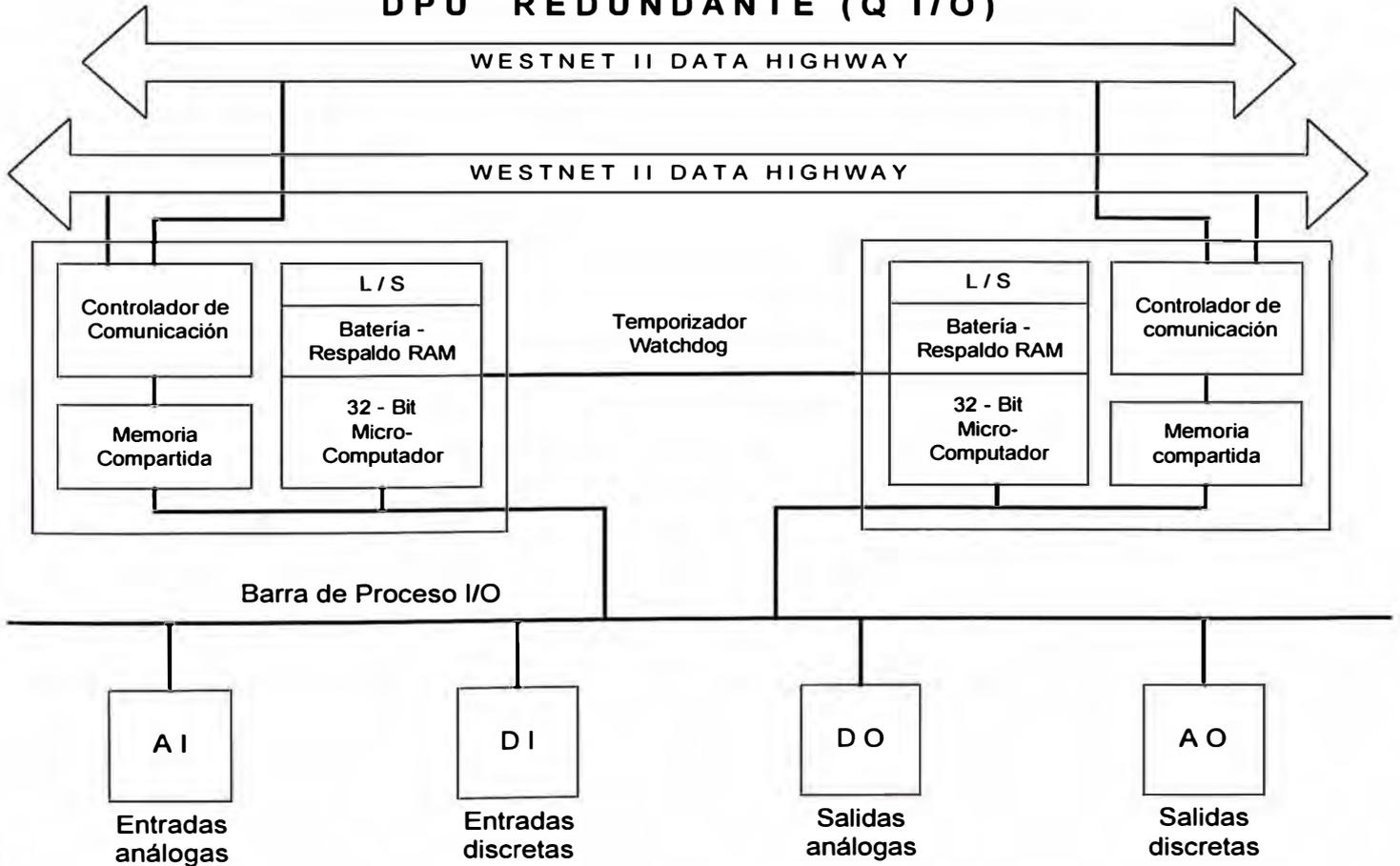


Figura 6.2: Diagrama del sistema de control redundante

un drive fijo y archivados en un medio removible. Todo la carga y descarga de software es realizada por la ECON.

Cuando es utilizado como una consola de operadores (vía un interruptor), un teclado aparte es habilitado y quedan disponibles todas las pantallas y las funciones del operador. En aplicaciones que requieren mas de una posición de operadores, se puede instalar consolas adicionales como consola de operador, la cual no tiene la capacidad del “modo de ingeniería”. Como una estación de operadores, la consola censa dos funciones importantes. Primero como el nombre lo indica, se realiza la visualización y operación de la turbina. En esta función el operador usa un teclado de operadores y páginas de presentaciones gráficas del usuario para controlar la turbina. Adicionalmente, la consola ejecuta la adquisición de datos por propósitos direccionados y monitorea el total de datos canalizando información para las alarmas. Los datos proveen funciones direccionadas para adquisición de hasta 200 canales de puntos de datos. El operador puede seleccionar 4 puntos de datos para una dirección displayable e imprimible. Las direcciones pueden ser ploteadas como variable v.s. tiempo por historias de 10 minutos o 60 minutos, o como variables x y v.s. variable. La función alarma provee una página de representación la cual indica el nombre, el tiempo y la prioridad de la alarma según está definido por los puntos de la base de datos del archivo. El retorno de la alarma y la alarma de reconocimiento son también indicadas. El sistema de alarmas también puede clasificar alarmas basadas sobre la prioridad y origen del área de la planta si también son deseadas. Para facilitar una rápida visión a las alarmas de estado, una sola tecla permite representar las tres últimas alarmas reconocidas sobre un área de subpantalla sin perturbar los gráficos de control displayados por el usuario. También puede ser provisto un anunciador

disponible con conexiones de relevo puede también ser provisto como un sistema de alarma de advertencia. En el Power Logic II los mensajes de alarma son priorizados como: estado, mantenimiento, operacional y disparos. Ver la figura 6.3.

El dispositivo que proporciona los registros de la planta está basado en microprocesadores con interfaces de canal de datos redundante y una impresora dedicada. El software sobre la ECON es usado para generar la base de datos del registrador. Los registros pueden ser de dos tipos: periódicos o eventos. Los registros periódicos del proceso requieren la definición de los puntos para ser registrados, intervalos en la cual los puntos están siendo mostrados, y el número de muestras a ser historiadas por cada una de las impresoras. Los registros de eventos requieren la definición del intervalo de la muestra, número de muestras de pre-eventos y post-eventos a ser listados. Se define también el evento o los eventos que van a poner en funcionamiento el registro. Según está programado en el sistema de control Power Logic II, un registro periódico es generado cada 8 horas. Varios registros de eventos son generados en el ciclo de arranque hasta la carga de la turbina y sobre varias condiciones de configuración tales como funcionamiento de protección de carga, desconexión del interruptor del generador, y desconexión de la turbina. La definición del registro es del todo simple y fácilmente expandido tanto como desee el usuario. Una característica adicional del registrador, es que el registro de secuencia de eventos (SOE: Sequence of events) no requiere de programación especial. Esta tarjeta trabaja en conjunto con la tarjeta o tarjetas de entrada/salida SOE, es una tarjeta de entrada digital construido para propósitos especiales el cual posee circuitería de cronometraje de alta resolución. Cuando una entrada ingresa a la tarjeta SOE se define la alarma de estado, el tiempo en la cual la tarjeta SOE etiqueta el

ENGINEER CONSOLE (ECON) DIAGRAM

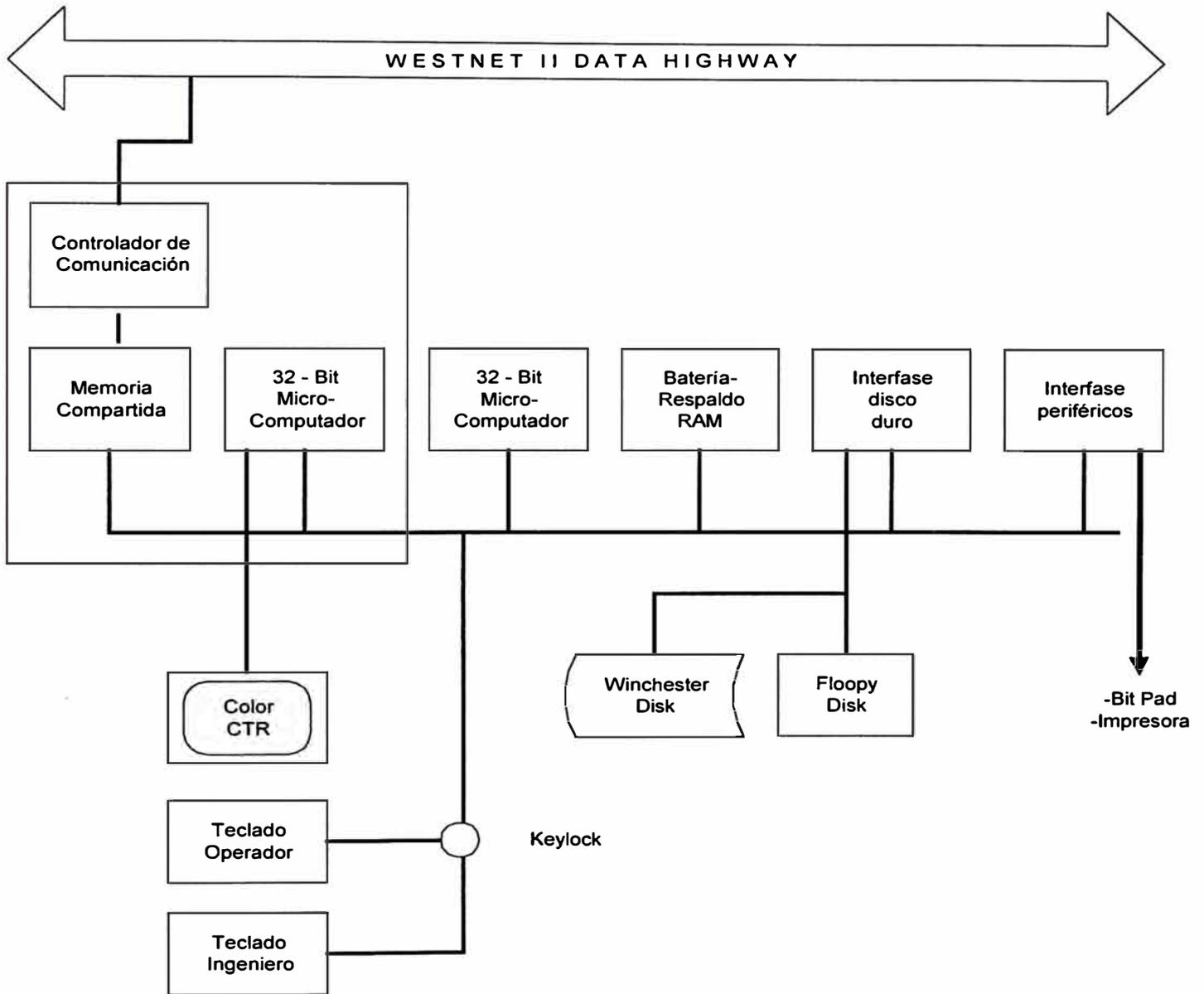


Figura 6.3: Diagrama de Consola del Ingeniero –ECON.

evento es cercano a los 1/8 milisegundos del tiempo del sistema y transmite el punto de registro al registrador designado. Debido a que un sistema puede contener a más de un registrador y varios DPU's, cada DPU debe ser configurado para transmitir los datos SOE a un registrador específico. Cuando el registrador recibe una alarma SOE, el dato es retenido mientras el registrador espera las alarmas SOE adicionales. Cuando las alarmas SOE adicionales no son bien recibidas para un periodo de tiempo preestablecidos, el reten (buffer) es clasificada de baja calidad sobre el tiempo etiquetado y pasados a la impresora. La amplitud de característica del sistema WDPF, permite que la secuencia de registro SOE sea independiente de cada alarma SOE ocurrida en el DPU. Unas palabras finales sobre el SOE. Si se conoce el tiempo de retardo de la propagación del contacto entre el evento actual y el cierre del contacto, este retardo puede ser programado como un tiempo de contrarresto dentro de los puntos de la base de datos de registro.

El sistema de control Power Logic II provee 32 contactos de entrada SOE. El componente terminal más importante del sistema de control Power Logic II está en el panel local. Estas las "Bently Nevada" posee monitores de vibración, detectores electrónicos de flama ULTRAVIOLETA, un sincronoscopio, 16 pulsadores (push-bottons) y una computadora industrial compatible IBM, y contadores electromecánicos y temporizadores. Además del lugar apropiado para montar subsistemas pequeños, esta red de equipos está destinado para servir como función limitada de operadores del panel. Hay numerosas ventajas para un control local "diseñado interno", pero la primera razón es como se indica a continuación: El sistema de control Power Logic II básico contiene una consola de ingenieros, para usarlas como consola de programación y estación de control para los operadores.

Mientras que la ECON es la mas poderosa de todo el equipamiento, este no se puede ejecutar en el modo de ingeniero y en el modo de operador simultáneamente. En la ECON los eventos no están disponibles para el control de la turbina, un operador puede controlar la turbina desde los interruptores de control y observar los datos sobre la pantalla local CTR. En el panel local la IBM compatible ejecuta el software el cual comunica con un DPU vía una línea serial RS-232 antes del canal de datos (Data Highway). Además son proporcionadas exhibiciones gráficas y de tipo carácter que presentan datos operacionales actuales en la misma forma que las exhibiciones gráficas en la ECON. Ver figura 6.4 Panel de control del operador local.

El principal objetivo del sistema de control Power Logic II es la tolerancia de fallas de tal modo que ninguna falla en algún punto del sistema de sensores o controles menoscabe o degrade la disponibilidad del generador de la turbina ni restrinja la salida de potencia de ninguna manera.

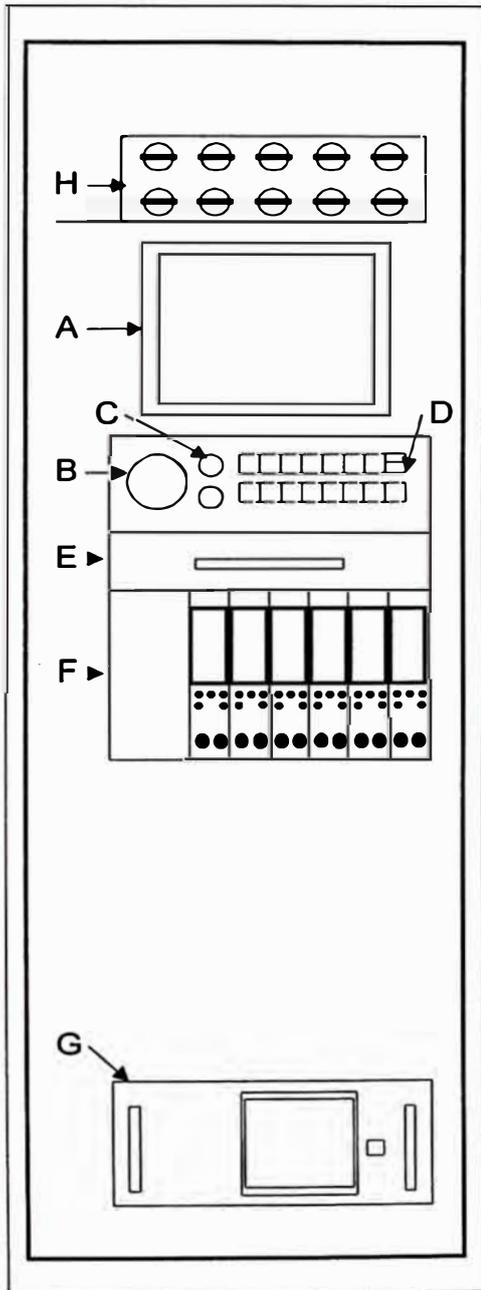
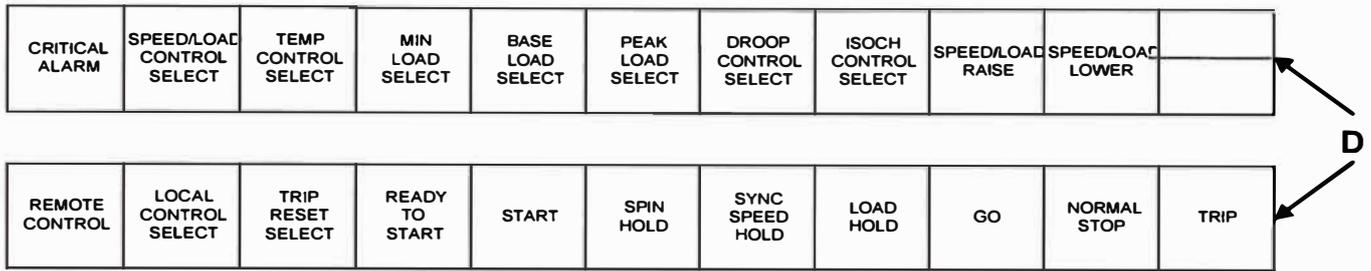
6.2 Secuencia de operación

En el ejemplo siguiente de operación se asume que las acciones de control son iniciadas desde la consola del ingeniero con el dispositivo de giro de la turbina y los servicios auxiliares funcionando.

1er. Paso.

El operador llama al gráfico de arranque (Ver figura 6.5) y selecciona las siguientes opciones de pre-arranque:

- a) Tipo de combustible para arranque, gas o destilado
- b) Modo del regulador de voltaje, auto o manual
- c) Modo de sincronismo, auto o manual



- A. Monitor a color
- B. Sincronoscopio
- C. Lampara de sincronización con retencion
- D. Botones switches con leyenda y señal luminosa (ver arriba)
- E. Teclado sobre estante extraible
- F. 8 posiciones para monitores de vibración con 5 monitores de vibración y 1 monitor de posicion thrust
- G. Computador industrial
- H. Contadores y temporizadores
 - Horas de carga parcial
 - Horas de carga base
 - Horas de carga pico
 - Horas blade path spread
 - Horas de combustible destilado
 - Intentos de arranque
 - Arranques sucesivos
 - Paradas normales
 - Paradas rápidas
 - Desconexiones

Figura 6.4: Panel de control del operador local en el paquete eléctrico

MAIN SCREEN: 2109 VER: 0 SUBSCREEN: 716 VER: 0 WINDOW: 0 VER: 0
 DATE: 05/20/93 TIME: 13:02:53

ELECTROPERU LA PAMPILLA CT #1	0 RPM 0.0 MW 0.00 MVARs	0.00 GPM 71.1 °F BP AVG 1.20 °F BP SPREAD	ALARM		37 ° IGV 0.00 PSIA P2C 33.5 °F EGT	ON LINE DROOP PANEL	13:02:53 05/20/93
			1	2			DIAG # 2109

OVERVIEW - START TO SYNCHRONIZATION

START CURVE (SPEED VS TIME)

PRE - START OPERATOR SELECCION

1

SYNCH-RONIZER **MAN** ★

VOLT REG **MAN** ★

NOT READY TO START

SPIN STRT GO

LOAD HOLD

SYNC GO

LOAD RATE NORM

MIN LOAD CLEAR

BASE LOAD SET

PEAK LOAD LEAR

MASTER RUN STATUS **RESET** ★

SPEED CTRL ★

TEMP CTRL ★

TRIP SET

TRIPPED

TURBINE LOAD CONTROL

ACTIVE CONTROL

PRESTART CHECKS

TURB SPEED

%	120	4320
SYNCH	100	3600
CLSD	89	2880
LOOP	80	2160
START DEV	60	1440
OFF	40	720
START	20	0
START	0	0

BEARINGS -- VIBS AND TEMPS

TRP	XVIB	X	Y	DEG
GEN EXC	0.0B	0.0B	42	
GEN TURB	0.0B	0.0B	39	
TURB GEN	0.0B	0.0B	----	
TURB EXH	0.0B	0.0B	42	

BLADE PATH TEMPS - ALARM

SPREAD MONITOR DISENGAGED

AVE 71.1 °F

LOWEST 70 °F

HIGHEST 74 °F

SPREAD 1.2 F

FLD01 ON FLD14 ON

TURNING GEAR	
DEM	ACT
ON	OFF
TURNING GEAR OFF	

START DEVICE	
DEM	ACT
ON	OFF
ATARTER TROUBLE	

NOT READY TO START

BLEED VALVES	
ALARM	

- 716
- P1 SPIN HOLD
 - P2 GO
 - P3 TURB NORMAL STOP
 - P4 GEN BRKR TRIP
 - P5 FIEL BKR CLOSE
 - P6 FIELD BKR TRIP
 - P7 SYNC HOLD
 - P8 NEXT SUBSCREEN

- 717
- P1 MIN LOAD SELECT
 - P2 BASE LOAD SELECT
 - P3 NORMAL LOAD RATE
 - P4 SLOW LOAD RATE
 - P5 TURB TRIP PB #1
 - P6 TURB TRIP PB #2
 - P7 TRIP RESET
 - P8 NEXT SUBSCREEN

- 718
- P1 ISOCH CONTROL
 - P2 DROOP CONTROL
 - P3 PEAK LOAD SELECT
 - P7 TRIPS RESET
 - P8 NEXT SUBSCREEN

- 815
- P4 GEN BRKR TRIP
 - P8 NEXT SUBSCREEN

Figura 6.5: Representación del “gráfico de arranque” en pantalla

MAIN SCREEN: 2117 VER: 0 SUBSCREEN: 719 VER: 0 WINDOW: 0 VER: 0
 DATE: 05/20/93 TIME: 14:24:16

ELECTROPERU LA PAMPILLA CT #1	0 RPM	0 00 GPM	ALARM	37 °IGV	ON LINE DROOP PANEL	13:24:15 05/20/93
	0.0 MW	71.1 °F BP AVG		0.00 PSIA P2C		
0.00 MVAR	120 °F BP SPREAD	1 2	33.5 °F EGT			

READY TO START / TRIPS

OVER VIEW

TRIPS

NOT READY TO START

MCC MODE MANUAL	STARTERT MODE MANUAL
FIELD BREAKER OPEN	TURNING GEAR OFF
CSO AT MIN	VAPOR EXTRACTOR FAULT
MAIN LUBE PUMPS FAULT	INSTRUMENT AIR PRES FAULT
LUBE OIL TEMP LOW	FLAME DETECTOR NORMAL
IGNITION SPEED SENS FAULT	NOT TRIPPED
PS & G MODE MANUAL	DPU STATUS
PS & G SAFETY SAFE	DEAD RELAY NOT ENERGIZED
	PS & G SAFETY SAFE

START SELECTS

ALARM SCREEN

CONSOLE PKEY TRIP	LUBE OIL RESERVOIR LEVEL LOW	LUBE OIL PRESSURE XLOW	DISTILLATE OVERFUEL IGNITION
SWITCHYARD TRIP	OST OIL PRESSURE XLOW	DIST PUMP SUCTION PRES XLOW	TRIP FOLLOWING LOAD DUMP
TRIP INITIATED DPU # 11	LUBE OIL TEMP XHI	BLEED VALV POSITION FAULT	VIBRATION XHI
CRITICAL QUALITY CHECKS	TRIP PB CONTROL ROOM	TRIP PB PS & G CABINET	TRIP PB LOCAL PANEL
BLADE PATH SPRED/ DIFF HI	TURBINE OVER SPEED	TURBINE UNDER SPEED	STARTING AUTO UNLOAD
STARTING MOTOR TROUBLE	BLADE PATH AVERAGE TEMP XHI	ACCEL XLOW	STARTED OVERSPEED
STARTING NORMAL STOP	STARTING 225 RPM TIME OUT	STARTING IGN SPEED TIME OUT	STARTING LIGHT OFF TIME OUT
STARTING NORMAL STOP	STARTING 1400 RPM TIME OUT	FIRE	MW EXCEED 135 MW LIMIT

P7 TRIPS RESET

719

Figura 6.6: Representación del gráfico "Listo para arrancar / disparos" en pantalla.

NOTA: CUANDO EL REGULADOR DE CARGA ESTA EN MANUAL UTILIZAR EL SINCRONIZADOR EN MANUAL.

d) Giro mantenido, seleccionar o desactivar (Clear)

Con la selección de Giro mantenido se mantendrá la turbina en la velocidad de ignición, manteniendo el combustible e ignitores en esta condición hasta que el giro mantenido sea desactivado.

e) Velocidad de sincronismo mantenido, seleccionar o desactivar

Al seleccionar velocidad de giro mantenido se mantendrá la turbina a la velocidad de sincronismo reteniendo en esta condición hasta que velocidad de giro mantenido sea desactivada.

f) Modo de control de carga, velocidad/carga (Speed/Load) o temperatura (Temp.).

En el modo de control velocidad/carga la turbina debe cargar el generador a carga mínima luego cerrar el interruptor. Desde este punto de carga el generador es controlado por el operador vía el conmutador de control de aumento/disminución (raise/lower). En el modo de control por temperatura la turbina debe incrementar carga al generador automáticamente hasta que la máxima temperatura de los gases de escape sea alcanzada.

2do. Paso.

El operador verifica que “Ready to start” (Listo para arrancar) este indicado y presiona el pulsador START. Si la nota “Not ready to start” (No listo para arrancar) es indicada, el operador seleccionará otra página gráfica (ver figura 6.6 Listo para arrancar/disparos) el cual provee detalles sobre la lectura de la lógica de arranque.

3er. Paso.

Desde este punto hasta carga base, se toman automáticamente los siguientes pasos:

- a) Se arranca el registro de eventos de condiciones de arranque
- b) Se inserta la selección de pre-arranque sobre la ventana de representación de secuencia de arranque
- c) Pruebas de las bombas de emergencia de sello de aceite y lubricación. Alarma sobre la falla.
- d) Acople del dispositivo de arranque
- e) Verificación de la velocidad mínima de arranque, dispara sobre la falla.
- f) Desacople del dispositivo de giro, se habilita el monitor de vibración.
- g) Verificación de la velocidad de ignición, dispara sobre la falla.
- h) Apertura de la válvula de aislamiento de combustible por sobrevelocidad, dispara sobre la falla.
- i) Encendido de ignitores, apertura de la válvula de aislamiento de combustible piloto, arranque del temporizador de verificación de llama apagada, disparo del registro de eventos de llama apagada.
- j) Verificación de la ignición, disparo ante falla, se cubre la ventana de representación de secuencia de arranque con la ventana de tendencia de velocidad y flujo de combustible.
- k) Empleo de la rampa de arranque, disparo del registro de eventos de aceleración.
- l) Empleo del monitor de aceleración, encendido de la alarma de baja aceleración, disparo sobre extra baja aceleración.
- m) Acelerar la turbina.

- n) Empleo del monitor de trayectoria de propagación de los alabes. Encendido de la alarma de alta propagación y disparo sobre extra alta propagación.
- o) Desconecta el monitor de aceleración.
- p) Control de la transición desde la rampa de arranque a la velocidad referencial. Aceleración continua con control de la velocidad en circuito cerrado.
- q) Cierre de válvulas de sangrado
- r) Cierre del interruptor del campo del generador
- s) Velocidad de sincronismo alcanzado.
- t) Si el sincronizador esta seleccionado en automático, el aumento/disminución (raise/lower) es controlado por el sincronizador automático. Si el sincronizador esta seleccionado en manual, el aumento/disminución se controla a través del teclado del operador
- u) El cierre del interruptor del generador, habilita la función de control Megawatt para recobrar la carga mínima de arranque, dispara el registro de eventos de carga.
- v) Mínima carga alcanzada. Si el modo es el velocidad/carga (speed/load) le corresponde al teclado del operador los pulsadores raise/lower (lower está deshabilitado a carga mínima). Si el modo es temperatura, la carga del generador se incrementa hasta el rango de carga diseñada hasta que la temperatura de escape alcance el límite de seguridad.

Como puede verse en el ejemplo anterior, el sistema de control Power Logic II puede controlar automáticamente la turbina desde la velocidad de giro hasta la operación a carga base desde una simple acción del operador. Es igualmente obvio que muchas variaciones en este ejemplo son posibles. Por ejemplo, si se desea la

operación a carga parcial, el operador podría seleccionar el control velocidad/carga (speed/load) para arrancar y mantener el botón incrementar (raise) presionado después de cerrar el interruptor. Un método alternativo es seleccionar el modo de control de temperatura el cual permitiría cargar la máquina automáticamente y entonces seleccionar el modo de control de velocidad/carga cuando el punto de carga deseado es alcanzado. Otro método podría ser cargar la máquina en el modo de control de temperatura y seleccionar carga mantenida en el punto de carga deseado. La diferencia entre estos dos métodos es que en el modo de control velocidad/carga, el operador puede ajustar el punto de carga presionando el botón raise/lower mientras que en el modo de control de temperatura la operación del botón raise es deshabilitado. La subida del punto de carga en el modo de control de temperatura es realizada liberando la carga mantenida presionando el botón “Go”.

La parada de la turbina es también iniciado con la operación de un botón cuando “parada normal” es seleccionada el Sistema de control Power Logic II permite reducir la carga del generador a un rango de carga asignado. Cuando la carga mínima es alcanzada con “parada normal” seleccionado, el interruptor del generador es abierto y la turbina se mantiene a la velocidad sincrónica para un periodo de maniobra de enfriamiento de 3 minutos. Después del periodo de maniobra de enfriamiento (cool-down), todas las válvulas de combustible (válvulas y aislamiento) son cerradas y la turbina se dispone a parar hasta el momento que la velocidad de giro es alcanzada. La parada normal puede ser limpiada en cualquier momento presionando el botón “Go”. El botón de parada normal es usado para disminuir automáticamente la carga del generador en operación de carga parcial.

En los flujogramas 6.1 y 6.2 se muestra la secuencia de arranque desde el panel del operador local.

6.3 Sistema de protección

El sistema de control Power Logic II provee la protección de las maquinas en dos métodos. El primer método es anunciando la condición de alarma los cuales implica la intervención del operador. Las alarmas de esta prioridad indican fallas operacionales los cuales no son tan severos para asegurar el ajuste automático al punto actual de operación. En el segundo método se automatizan las acciones los cuales afectan al punto actual de operación. La severidad de la falla determina el tipo de acción a ser activado.

Estas acciones pueden ser de los siguientes tipos:

- a) **Manutención de combustible retenido (Fuel hold).** Es una medida de protección la cual es activada si se detecta alta presión diferencial en la boquilla (nozzle) de combustible, (usualmente durante el arranque y la aceleración) o para una indicación de la presión, superior a la normal en la cámara de combustión con la sobre inyección de calor. El fuel hold es anunciado al operador y liberado automáticamente cuando la condición de falla es removida.
- b) **Retención y expulsión “Runback” de inyección de agua.** Estas dos medidas de protección son tomadas si la presión de la cámara de combustión tiende a subir mas allá del punto de retención de combustible (fuel hold). Estos controles accionados son anunciados al operador y automáticamente liberado cuando la condición de falla es removida.
- c) **Descarga automática (auto unload).** Es una medida de protección el cual es activado si existe alta temperatura promedio en los álabes de la turbina. El control

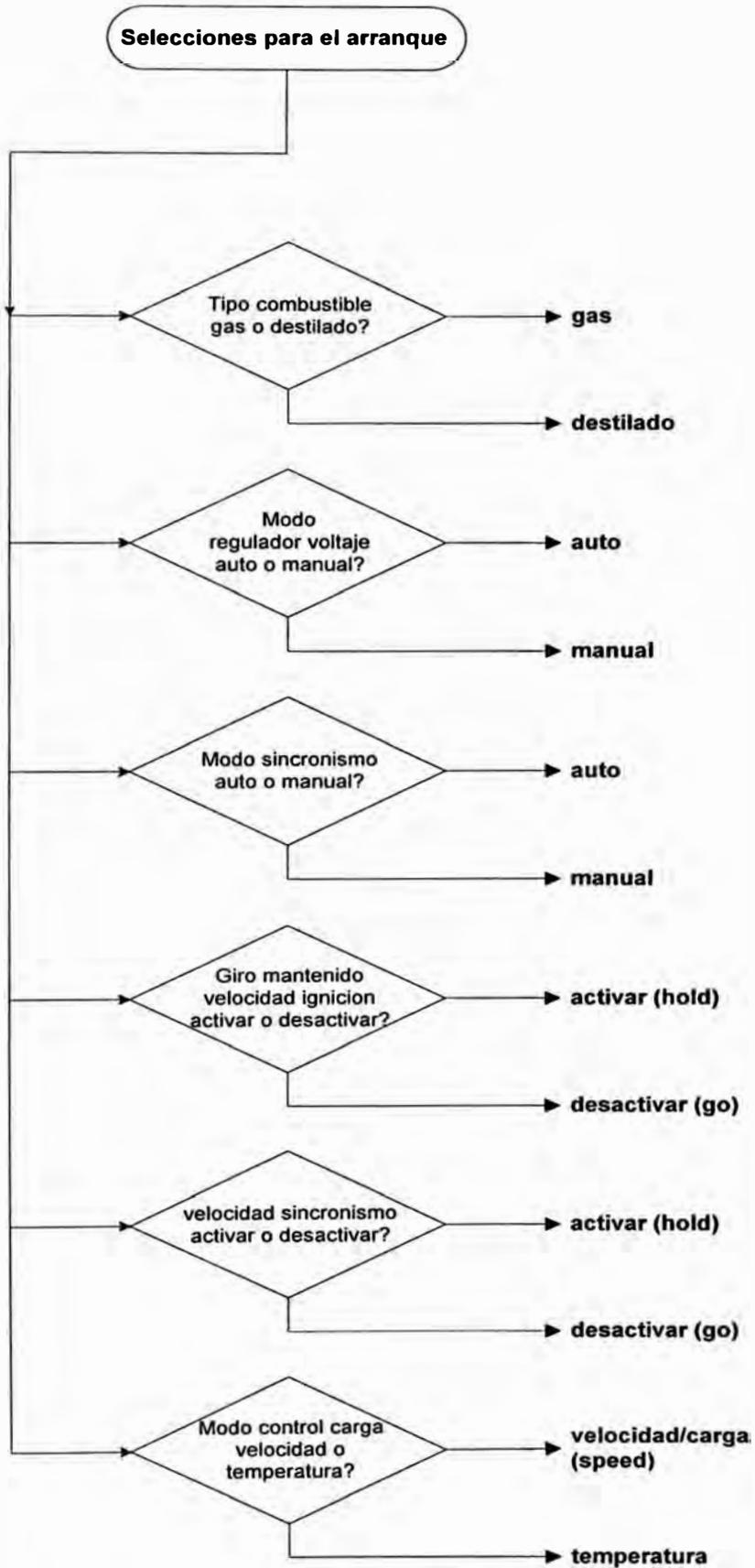
accionado permite reducir la carga hasta liberar la condición de falla. Si la carga mínima es alcanzada, el interruptor del generador es abierto y la turbina mantenida a la velocidad síncrona para maniobra de enfriamiento y luego desconectado. Esta condición es anunciada al operador y no puede ser deshabilitada.

d) Desconexión del interruptor del generador (generator breaker trip). La desconexión del interruptor del generador es debido a fallas en el generador tales como potencia inversa, desconexión del regulador de voltaje, relés de balance de tensión. La acción del control es abrir el interruptor del generador y mantener la turbina a la velocidad síncrona. La acción del control es anunciada.

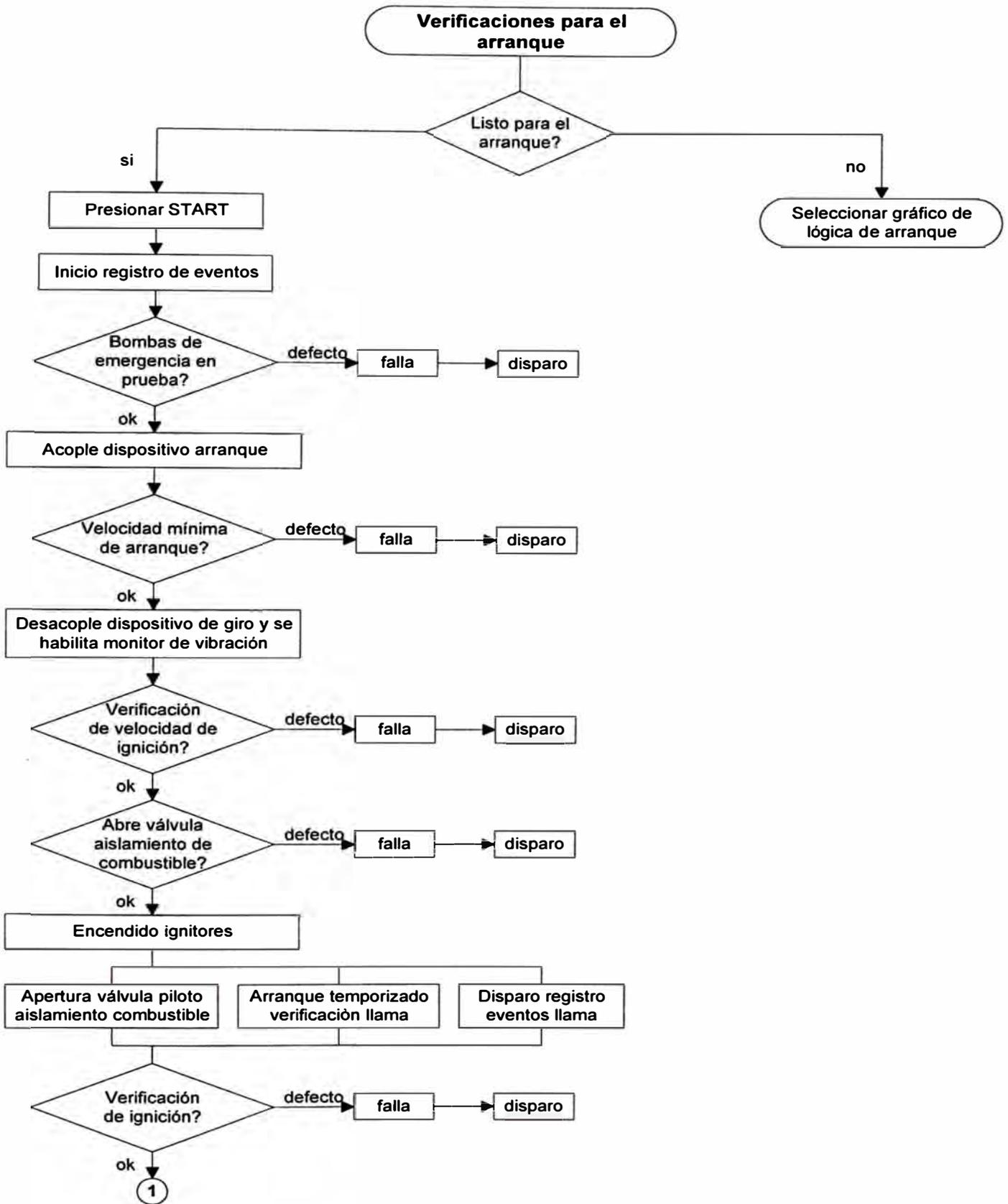
e) Rápida parada/descarga. (fast shutdown/load dump). Ambas acciones de control desconectan inmediatamente el interruptor del generador y también paraliza la turbina. Ellos sólo difieren en la duración del tiempo entre la apertura del interruptor y la desconexión de la turbina. Ambas acciones son tomadas sobre la base de fallas en el generador tales como las fallas a tierra y fallas en la turbina como alta temperatura de propagación y/o severas oscilaciones subidas/bajadas de velocidad con el interruptor cerrado.

f) Desconexión (trip). Esta acción de control desconecta simultáneamente el interruptor del generador y la totalidad de válvulas de combustible cuando severas fallas tales como extra alta vibración, extra alta temperatura y límite de sobrevelocidad de la máquina son excedidos.

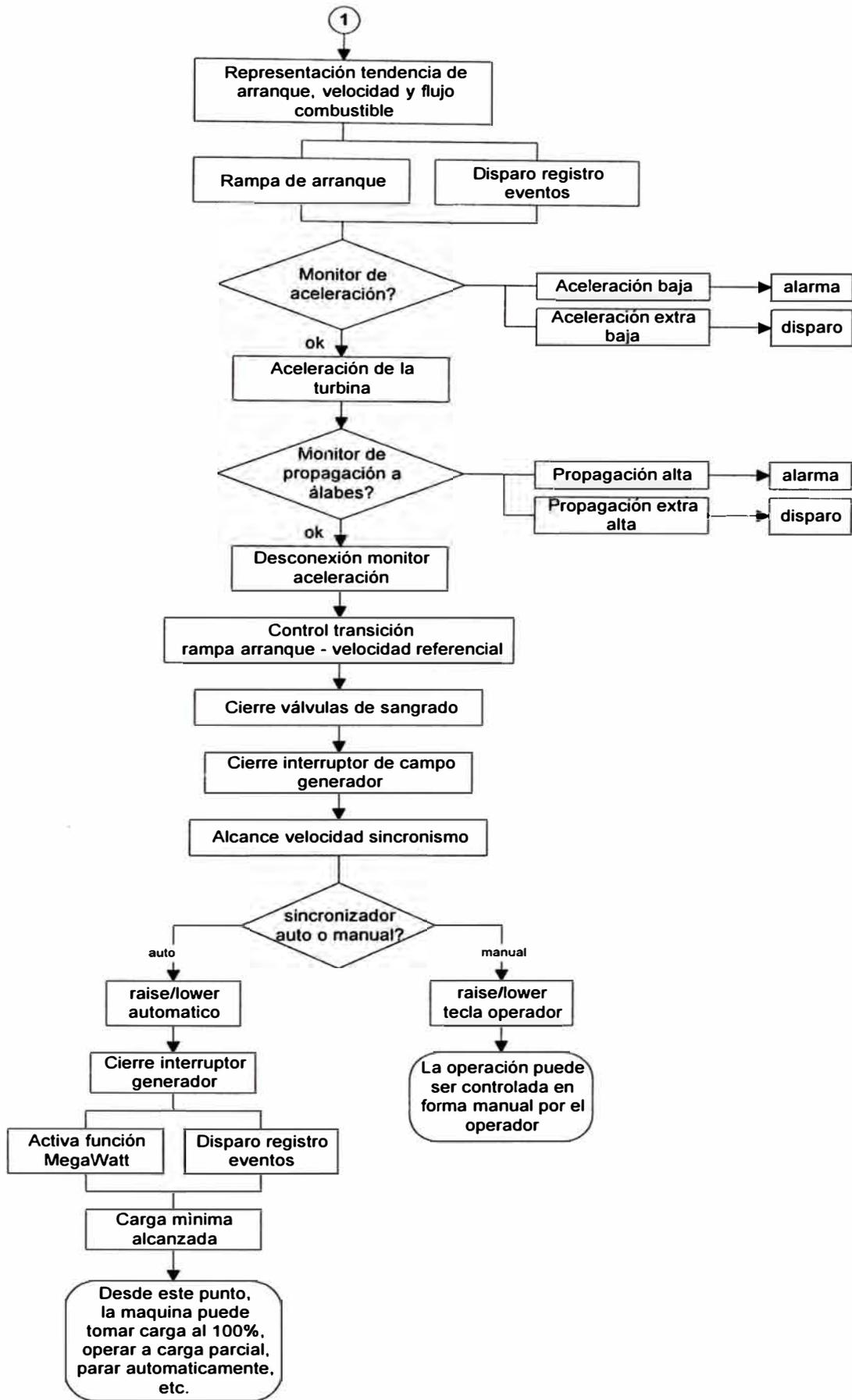
Los anteriores ejemplos simplificados de control de protección son típicos de la mayoría de las instalaciones, y en aras de la brevedad no son completadas en su descripción.



Flujograma 6.1: Secuencia de arranque – Paso 1



Flujograma 6.2: Secuencia de arranque - Paso 2



Flujograma 6.2: Secuencia de arranque - Paso 2 (continuación)

6.4 Sistema de almacenamiento y planta de tratamiento de combustible

Entre las principales partes del sistema de suministro de combustible, figura 6.7, instalados en la central tenemos:

- Tres tanques para almacenamiento de combustible, uno para la llegada del diesel 2 desde la Refinería La Pampilla, el segundo para el reposo del combustible luego del centrifugado y el inhibidor de vanadio, el tercero es el tanque diario para abastecimiento inmediato a la planta.
- Bombas de combustible a la salida de los tanques.
- La planta de centrifugado
- El sistema del inhibidor de vanadio

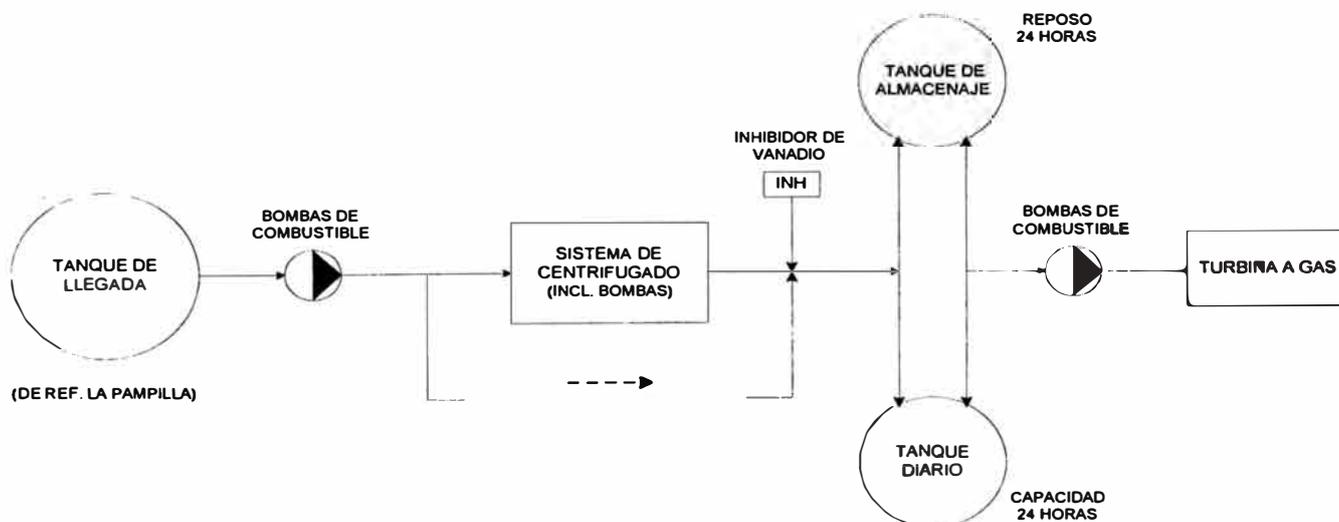


Figura 6.7: Sistema de almacenamiento y planta de tratamiento de combustible

a) Tratamiento de combustible líquido

En el caso del combustible destilado ligero, su tratamiento es requerido principalmente a la separación de ensuciantes y contaminantes debidos al manipuleo

y transporte que el sistema de decantado en el tanque de almacenamiento no ha sido capaz de retener.

El procedimiento comúnmente utilizado es el filtrado, en la planta de la central termoeléctrica se utiliza el centrifugado, en otros lugares con ambientes de baja temperatura se emplean los desalinizantes electrostáticos siendo necesarios los calentadores.

b) Inhibidor de vanadio

El vanadio no está presente en el combustible en su forma soluble con el agua, en consecuencia no es económico eliminarlo. En su lugar sus efectos son inhibidos por la adición de magnesio al combustible en la proporción de 3/4 partes en peso por parte de vanadio.

Al hacer esto, el punto de fusión del producto ceniza resultante es elevado por encima de la temperatura operativa de la turbina, este contrasta con los compuestos corrosivos del vanadio fundido que se formarían sin el aditivo de magnesio.

La adición de aditivos sobre la base de magnesio tiene lugar a través del sistema de inhibición como parte del proceso de tratamiento de combustible.

Sulfatos y óxidos de magnesio son mezclados con el combustible al ingreso del tanque de certificación, procedimiento especial ya que permite una evaluación precisa. El sulfato de magnesio se inyecta en la línea del combustible muy cerca aguas arriba de la bomba de combustible, este método tiene la desventaja de no permitir la verificación precisa de las proporciones de la mezcla en una zona tan próxima de las toberas de combustión.

Independientemente del método aplicado para inyectar, en el inhibidor siempre quedarán restos de ceniza del combustible, una gran proporción de ésta

ceniza proviene precisamente del aditivo mismo. los productos de ceniza se mantendrán secos a la temperatura operativa sin fundirse, lo que nos sucedería si el combustible no fuera tratado. Algunas de estas cenizas pueden quedar adheridas a los álabes de la turbina, por lo que periódicamente será necesario retirarlos siguiendo las recomendaciones del fabricante de la turbina.

c) Suministro de combustible

Una vez que abandona el tanque de almacenamiento, el combustible debe ser suministrado a la turbina a la presión y temperatura requerida por el sistema de combustión de la turbina.

El sistema de suministro mediante el cual esta tiene lugar, incluye bombas de impulsión, válvulas reguladores de presión, filtros, etc., también puede emplearse calentadores de acuerdo a la viscosidad del combustible en consideración, así como válvulas de corte súbito de combustible para los casos de parada de emergencia de la turbina.

Al seleccionar y dimensionar el sistema de suministro de combustible se consideran los siguientes requerimientos, una presión positiva neta en la succión de las bombas para de ese modo evitar la posibilidad de cavitación, por otra parte en aquellos sistemas utilizados para alimentar mas de una máquina en un determinado sitio debe darse la debida consideración a la posibilidad de flujos inestables durante el arranque de una de las unidades estando las otras operando.

Es pues en consecuencia menester prever márgenes adecuados para evitar tales situaciones.

d) Recomendaciones sobre el manejo y almacenado del combustible en el lugar

Estas pueden variar en función de las condiciones del lugar y las características de diseño de la máquina, sin embargo ejemplos de una buena practica pueden incluir lo siguiente:

- a) Prever dos tanques de almacenamiento, cada uno con una capacidad de proporcionar un suministro ininterrumpido de combustible mientras el segundo es llenado, así como de un periodo de reposo de cuanto menos 24 horas después del llenado.
- b) El fondo del tanque de almacenado debe exhibir una cierta pendiente hacia la toma donde puede ser retirado periódicamente agua y cualquier otro material decantado.
- c) El combustible que ingresa al tanque de almacenamiento debe pasar inicialmente por una malla o filtro grueso para tirar cualquier material de cierto tamaño. Toda tubería de entrada o cualquier línea de recirculado en las proximidades del fondo del tanque deben tener un diámetro mínimo de 18". Barreras de flujo en el punto de entrada son deseables, el torrente de ingreso del combustible no debe estar orientado hacia el lado decantado, un difusor de velocidad puede ser utilizado para minimizar el efecto neto del combustible ingresante.
- d) El combustible no debe ser bombeado directamente desde el fondo del tanque, se prefiere instalar una canastilla de succión flotante en la línea del combustible hacia la turbina. El tramo de succión debe estar limitado de modo que el ingreso no se hallara nunca a menos de 18" del fondo del tanque.
- e) Después de haberse llenado o rellenado el tanque, debe preverse un periodo de reposo de cuanto menos 24 horas consecutivas antes de extraer combustible de éste. Agua y cualquier otro sedimento deben ser drenadas del tanque de

almacenamiento en forma diaria. Esta periodicidad puede ser modificada a la luz de las experiencias obtenidas en el lugar. Las sustancias así evacuadas deben ser manejadas de modo que no contravenga las regulaciones ambientales locales.

f) Para el caso de los combustibles altamente volátiles que tienen un punto de ignición muy bajo, puede requerir del uso de un techo flotante para el tanque. Esto reduce el peligro de incendio y minimiza las pérdidas por evaporación, debe utilizarse un techo fijo sobre un colchón flotante de modo que halla un mínimo de ingreso de agua de lluvia y condensación.

g) El cadmio, zinc y el cobre son catalizantes de la descomposición de los hidrocarburos. Estos elementos o sus aleaciones no deben en consecuencia ser utilizados para la construcción de los tanques de almacenaje y sus accesorios vinculados. La parte que interesa deben ser limpiados luego que la instalación del tanque ha sido terminada, para de ese modo retirar las escamas de soldadura u otros contaminantes.

Todas estas recomendaciones fueron cumplidas en las etapas de montaje del sistema de almacenamiento de combustible, además sirven de base para el mantenimiento y manejo del mismo.

6.5 Sistema de instrumentos de supervisión

El sistema de instrumentos de supervisión comprende el monitoréo de parámetros de control del sistema Power Logic II, con lo cual se tiene una visión y control general del conjunto generador y turbina. Así tenemos que en el área del filtro de ingreso de aire (inlet) existen 2 switches de presión y 2 sensores de temperatura a la entrada del compresor, además de 2 trasductores de presión. En el paquete de arranque existen 2 controladores de humedad, 3 sensores de velocidad

(SE) y 8 sensores de temperatura (TE). En el paquete del generador se ubican 14 sensores de temperatura en la parte del bobinado y cojinete del generador, existe además 1 sensor de temperatura en el cojinete de empuje del generador al lado de la turbina. En el paquete de la turbina existen 3 transductores al lado de los combustores, 2 sensores de flama del combustor, 3 sensores de temperatura redundante en la cavidad de la turbina, 1 sensor de temperatura del cojinete del exhaust y 2 sensores de vibración, existen también 14 sensores de temperatura redundantes de los alabes en dirección a la salida de cada combustor, finalmente existen 16 sensores de temperatura redundante a la salida del exhaust.

En el Anexo E: Esquema de instrumentación y tuberías del sistema de la turbina a gas Westinghouse se muestra el esquema instrumentos de supervisión.

6.6 Sistema de aceite de lubricación

El sistema de aceite de lubricación permite cumplir con los requerimientos de aceite para la turbina, generador, motor de arranque, motor de giro, accesorios de giro, gatas de aceite del generador, el mecanismo de disparo por sobrevelocidad, etc., y para esto se provee de un sistema de aceite de lubricante común, Ver Anexo E: Sistema de lubricación, el cual comprende las siguientes partes elementales:

- a. Un reservorio principal de aceite y un auxiliar
- b. Dos bombas de lubricante principales que suministran el aceite a la presión deseada, y una bomba de lubricante de emergencia.
- c. Sistema de regulación de presión de aceite.
- d. Sistema de regulación de temperatura.
- e. Filtración.
- f. Control de suministro de aceite para todos los dispositivos.

Los reservorios poseen sensores de nivel, indicadores de temperatura y switches de temperatura para el calentador eléctrico de aceite. La salida de aceite de las bombas de lubricante poseen indicadores y switches de presión y válvulas en el circuito de tuberías de diferentes tipos, checks, operados por aire, de transferencia, etc. Existen también bombas extractoras del vapor de aceite, ventiladores accionados eléctricamente para enfriamiento de lubricante.

6.7 Sistema de aire

El sistema de aire está comprendido por los siguientes sistemas de ventilación para el conjunto turbina y generador. El Anexo E muestra los esquemas respectivos para cada sistema de aire.

Sistema de sangrado del compresor, a través de la cual el aire de baja temperatura del compresor es dirigido hacia la turbina para su ventilación ya que los gases son muy calientes. Lo hace a través de dos circuitos el de alta y de baja presión.

Sistema de aire de enfriamiento del rotor, dicho circuito está compuesto por un enfriador aire a aire a través de un ventilador externo y dirigido hacia el rotor de la turbina.

Sistema de drenaje de combustor, donde se elimina parte de los gases calientes del combustor a través del accionamiento de la válvula de drenaje del combustor.

Sistema de alabes guías de entrada de aire (IGV), que comprende el sistema de aire de alimentación que accionan de acuerdo a los mandos del control al actuador IGV haciendo variar el ángulo de inclinación de los alabes a la entrada del compresor.

Sistema de sello de aire del cojinete del compresor, está alimentado por el circuito de aire a través de una delgada tubería y la válvula de regulación de presión del sello de aire accionado a su vez por mando neumático, deja ingresar el aire de sello al compresor. Ver Anexo E: Sistema de sello de aire del cojinete del compresor.

Sistema de aire de atomización, en el sistema de arranque existe un soplador de aire a alta presión la cual inyecta aire atomizado a las 14 toberas de los ignitores de la turbina, conjuntamente con el aire del sistema de instrumentación de mando neumático y de la cámara de combustión, este sistema tiene su respectivo control de presión apropiados para la ignición y combustión eficaz. Ver Anexo E: Sistema de aire de atomización.

Sistema de aire de instrumentación o mando neumático, está comprendido por un compresor de aire, tanque receptor, un tanque auxiliar, el tanque y compresor poseen sensores de presión y nivel cada uno, el sistema contiene un filtro de aceite con indicadores de presión, conjuntamente con el aire del sistema de enfriamiento filtrado nuevamente para ser secado y luego filtrado, se cuenta también con 8 tanques de igual volumen que almacenan el aire a una determinada presión, este aire es utilizado como mando neumático con los sistemas de lubricación, válvulas para el sangrado de alta y baja presión del compresor, para el sistema de regulación de sello de aire y al IGV, al sistema de aire de atomización, al sistema de aire de enfriamiento del túnel del exhaust, al sistema de mando neumático de lubricante, y a las válvulas de combustible del disparador por sobrevelocidad (OST). Ver Anexo E: Sistema de aire de atomización.

6.8 Sistema de lavado del compresor

Este sistema está comprendido por el suministro de agua, bomba de agua, tanque de detergente, ductos y 10 toberas de spray localizados al ingreso del compresor, sirve para el lavado de las partes externas del compresor.

Ver Anexo E: Sistema de limpieza del compresor.

6.9 Sistema de combustible de la turbina Westinghouse

El sistema de combustible lo conforman las bombas de suministro de combustible y el sistema de combustible propio de la turbina.

Sistema de suministro de combustible, esta formado por 2 bombas de combustible ubicado cerca de los tanques de almacenamiento, posee controles a través de sensores e indicadores de presión, el combustible bombeado puede también retornar a los tanques para ser almacenado, este sistema proporciona combustible a la turbina.

Sistema de flujo de combustible a la turbina, esta compuesto por una válvula de transferencia con filtro doble con indicador de presión, el combustible es transportado en tuberías al paquete donde se ubica la bomba de combustible tipo tornillo. En el circuito se encuentra la válvula de disparo por sobrevelocidad que puede aislar completamente el suministro de combustible a los ignitores, a través de todo el control con válvulas obturadores de combustible, sensores e indicadores de presión, existe un divisor de flujo con desplazamiento positivo que es accionado por un motor eléctrico con sensores de velocidad inyectando combustible hacia las 14 toberas de las cámaras de combustión de la turbina. El sistema posee un medio de drenaje para casos que la válvula de aislamiento actúe por condiciones imprevistas.

Ver Anexo E: Sistema de combustible de la turbina Westinghouse.

6.10 Sistema extinguidor de incendios CO2

El sistema de extinción de incendios dióxido de carbono (CO₂), extingue el fuego por reducción del oxígeno que contiene el aire del compartimento, desde una atmósfera normal de 21 a menos del 15% (una concentración insuficiente para producir la combustión). El CO₂ es suministrado desde un grupo de cilindros de alta presión, o un sistema cardox de baja presión, a un sistema de distribución el cual conduce el CO₂ a través de tuberías a toberas de descarga localizados en varios compartimentos del paquete de la turbina a gas.

El mecanismo por el cual abre el CO₂ e inicia la descarga del dióxido de carbono es localizado cerca al grupo de cilindros. Este mecanismo es automáticamente activado por una señal eléctrica desde el detector sensitivo de calor el cual está estratégicamente ubicado en los compartimentos de la unidad. El sistema puede también ser manualmente activado en el caso de una falla de suministro eléctrico. Otra actuación del sistema CO₂, podría mandar parar la turbina a través de activación manual o eléctrica. Dos sistemas separados son usados: descarga inicial y descarga prolongada. En unos pocos segundos después de la actuación, suficiente CO₂ es conducido desde el sistema de descarga inicial al interior de los compartimentos de la máquina para rápidamente formar una concentración de extinción. Esta concentración es mantenida por un periodo de tiempo prolongado por la adición gradual de más CO₂ desde el sistema de descarga prolongada.

PRECAUCION

EL CO₂ EN UNA CONCENTRACION SUFICIENTE PARA EXTINGUIR EL FUEGO, CREA UNA ATMOSFERA QUE NO PODRIA PERMITIR LA VIDA DEL SER HUMANO. ES EXTREMADAMENTE RIESGOSO INGRESAR A LOS COMPARTIMIENTOS

DESPUES QUE EL SISTEMA CO2 HA DESCARGADO. SI SE PRODUCE ALGUN ACCIDENTE SE DEBE DAR LOS PRIMEROS AUXILIOS LO MAS RAPIDO POSIBLE, PARA LO CUAL EL PERSONAL DEBE ESTAR BIEN ENTRENADO EN SISTEMAS DE SEGURIDAD.

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LA PLANTA ELÉCTRICA W501D5

Las diferentes instrucciones de operación que detallamos a continuación son específicas para la planta eléctrica con turbina de combustión Westinghouse y esta destinada a proporcionar información para la operación correcta del equipo. Los métodos y recomendaciones que se exponen en el mismo están basados en la experiencia en diseño, operación y mantenimiento que han sido recopilados de la Westinghouse y General Electric para presentarles este material.

Las instrucciones de operación sirven para conocer los criterios básicos del control y manejo de la planta por lo que su aplicación debe ser guiada por personal calificado. En todo caso el fabricante es la autorizada y responsable de brindar cualquier servicio relacionado al mantenimiento del equipo de la turbina de combustión.

7.1 Criterios básicos y preparativos antes de la puesta en marcha

Este acápite abarca las verificaciones preoperacionales y los requerimientos para llevar los sistemas de la planta y aparatos auxiliares desde un estado de PARADA TOTAL a un estado LISTO PARA PONERSE EN MARCHA. Normalmente la planta se halla en un estado de espera, pero el procedimiento expuesto a continuación abarca una lista de verificaciones en cuanto a detalles a considerar después de paradas imprevistas.

Durante un estado de parada total de la planta, se observan las siguientes condiciones:

- a) Normalmente no se apaga toda la energía. El dínamo para carga de baterías viene cargado de 480 voltios de corriente alterna para mantener lista la corriente continua de emergencia. La corriente continua alimenta así mismo al rectificador inversor, el cual provee potencia al equipo de control de la planta.
- b) El sistema de control Power Logic II estará en funcionamiento, a menos que haya sido apagado para su mantenimiento. El alumbrado, la calefacción y el enfriamiento de la planta así como los tomacorrientes estarán alimentados con energía.
- c) La turbina de combustión está parada y enfriada a temperatura ambiente, y esta desconectado el motor de giro (rotación lenta).
- d) Puede ser probado el grupo electrógeno de emergencia pero, bajo condiciones normales, la planta sería abastecida de la potencia del servicio normal de la planta.

Ver flujograma 7.1: Preparativos antes del arranque.

7.2 Procedimientos antes de la puesta en marcha

NOTA:

ANTES DE LA PUESTA EN MARCHA, SE DEBERÁ EFECTUAR UNA INSPECCIÓN VISUAL DE TODAS LAS ÁREAS DEL EQUIPO EN EL LUGAR A FIN DE ASEGURAR LA SEGURIDAD DEL PERSONAL Y DE LOS COMPONENTES DEL EQUIPO. SE DEBERÁ TOMAR MEDIDAS CORRECTIVAS PARA SUBSANAR CUALQUIER DEFICIENCIA.

En el flujograma 7.2: Procedimientos antes del arranque, se muestra en resumen los procedimientos que se siguen en las diferentes instalaciones de la planta de turbina generador.

a) En el paquete eléctrico:

a.1) La distribución de energía es realizada por el Centro de Control de Motores (CCM) de corriente alterna con los disyuntores en la posición de cierre como sigue:

Interruptor principal de corriente alterna

Dinamo para carga de baterías

Tablero de corriente alterna

Aire acondicionado

Calentador del paquete mecánico.

Transformador principal de potencia auxiliar.

Los disyuntores deberán estar cerrados, y los conmutadores selectores para las BOMBAS DE ACEITE LUBRICANTE NUMERO 1 Y NUMERO 2 deberán estar en la posición AUTO con objeto de mantener un flujo continuo de aceite y presión en todo momento durante el funcionamiento de la planta. Es necesaria la posición AUTO para habilitar el circuito de arranque.

Los disyuntores deben estar cerrados, y los conmutadores selectores locales deben estar en la posición AUTO para los siguientes:

Enfriador de aire a aire

Bomba de aceite lubricante 1

Bomba de aceite lubricante 2

Ventilador extractor de vapores 1

Ventilador extractor de vapores 2

Sistema de ventilación del paquete mecánico

Ventilador de turbina 6

Ventilador de turbina 5

Ventilador de turbina 4

Ventilador de turbina 3

Ventilador de turbina 2

Ventilador de turbina 1

Calentador de aceite lubricante

Los disyuntores funcionales en el tablero de corriente alterna deben estar cerrados.

a.2) En el Centro de Control de Motores de corriente continua, deben estar cerrados los disyuntores para los siguientes:

Batería

Tablero de corriente continua

Los disyuntores estarán cerrados y los conmutadores selectores en posición AUTO para los siguientes:

Motor de giro (rotación lenta)

Bomba de aceite lubricante de emergencia

a.3) Los disyuntores funcionales en el tablero de corriente directa deben estar cerrados.

a.4) El termostato del paquete estará calibrado para la temperatura nominal de 72 °F.

b) En el paquete mecánico:

b.1) Abrir el tablero de mantenimiento del panel de conmutadores en el gabinete de manómetros. Cerciórese de que los conmutadores selectores estén virados hacia la derecha en la posición AUTO. El conmutador de reposición del disparador por sobrevelocidad estará en posición de RESET (reposición). Tales posiciones de los conmutadores habilitan el circuito de arranque de la turbina.

Se debe girar entonces el conmutador SAFE RUN (MARCHA SEGURA) hacia la izquierda a la posición T&TG.

b.2) Se comprueba que el nivel de aceite es correcto en la mirilla del depósito de aceite lubricante.

b.3) Inspeccionar los manómetros del depósito.

b.4) Comprobar la presencia o ausencia de fugas en las tuberías de aceite lubricante.

b.5) Verificar la diferencia de presión en el filtro de aceite lubricante para asegurarse de que registre un máximo de 15 psig (libras por pulgada cuadrada)

b.6) Posicionar el termostato del ventilador para que este accione a una temperatura de 85 °F en el recinto.

b.7) Verificar que la presión del suministro de aceite a los cojinetes es aproximadamente de 15 psig.

La figura 7.1 muestra el panel de manómetros en el paquete mecánico.

c) En el paquete de arranque del motor eléctrico:

c.1) Comprobar la presencia o ausencia de fugas de aceite.

c.2) Cerciorarse de que el motor de giro (rotación lenta) está en funcionamiento.

En el generador/excitador, inspeccionar las puertas de acceso para asegurarse de que estén cerradas.

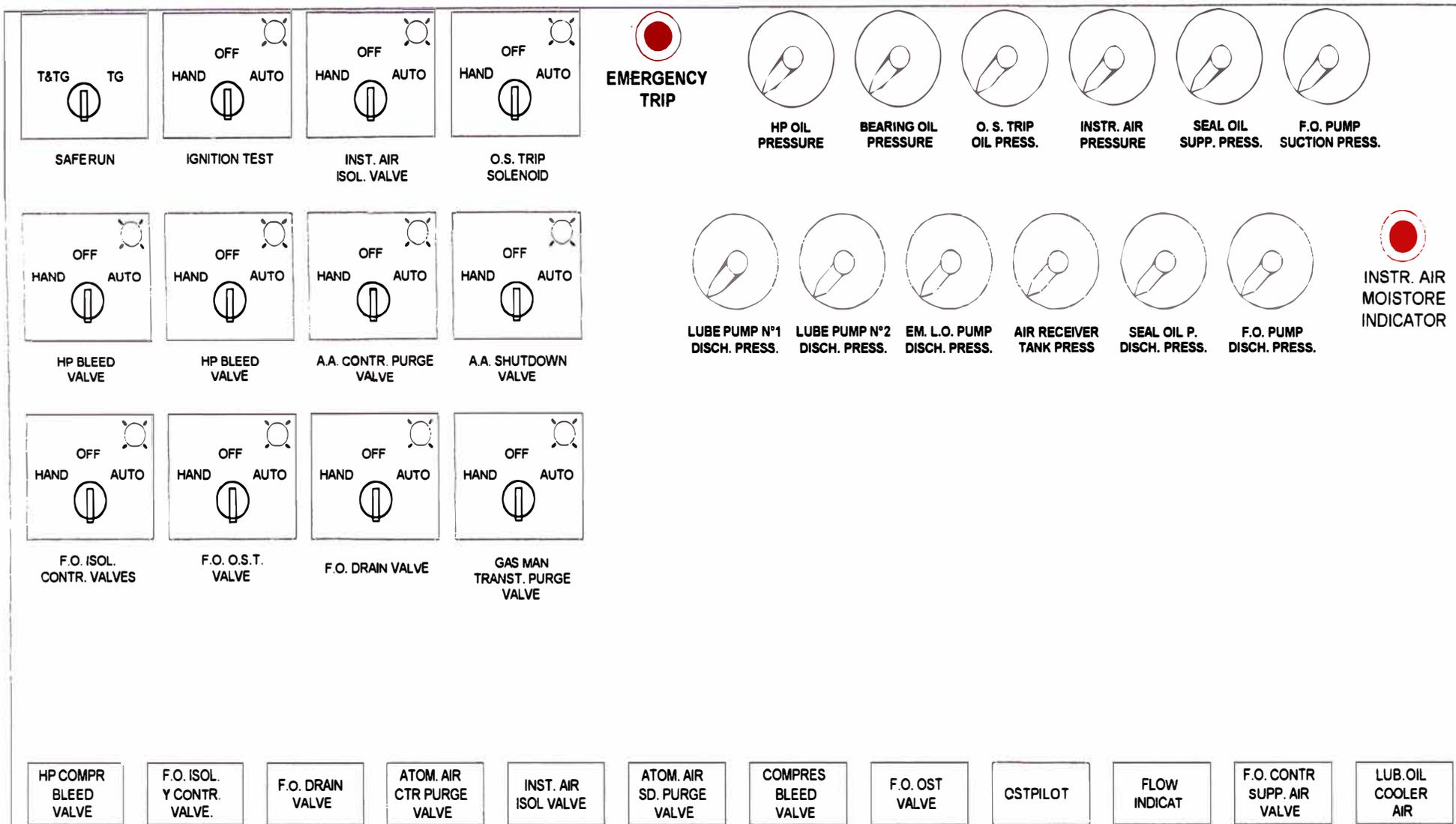


Figura 7.1: Esquema del panel de manómetros en el paquete mecánico

d) En el recinto de la turbina de combustión:

- d.1) Efectuar una inspección visual de las bujías de encendido de la cámara de combustión para cerciorarse de que estén en la posición mas interna.
- d.2) Comprobar si existen fugas en las tuberías de aceite lubricante.
- d.3) Compruebe que ambas bujías de la cámara de combustión estén en pleno funcionamiento.

Pasos para la prueba de ignitores

Ver flujograma 7.3: Pasos para la prueba de ignitores.

ADVERTENCIA

DEVIDO AL PELIGRO DE ALTO VOLTAJE LETAL, EL SIGUIENTE PROCEDIMIENTO DEBE SER SEGUIDO CON SUMO CUIDADO POR LO MENOS DOS OPERADORES. DICHO PROCEDIMIENTO NO DEBE EFECTUARSE NUNCA SIN LA AUTORIZACIÓN DEL JEFE DE LA CENTRAL.

Compruebe periódicamente como se indica a continuación, que la chispa en ambas bujías sea adecuada:

- 1) Cerciorarse que el suministro de corriente alterna al excitador para la ignición esté DESCONECTADO.
- 2) Retirar los conjuntos de encendido de la cámara de combustión y colocarlos sobre la tubería del aire de enfriamiento. Descubrir cuidadosamente las puntas de los ignitores a la atmósfera ambiental, alejadas de todo material o personal.
- 3) Abrir el voltaje de entrada en tablero CCM.
- 4) En la consola Power Logic II, poner la ignición en funcionamiento durante siete segundos.

- 5) Observar cuidadosamente para asegurarse de que ambos ignitores funcionen correctamente durante siete segundos. En el caso de que la cadencia de encendido de los ignitores se muestre errática e inconstante reemplazarlos por nuevos. Este reemplazo reviste importancia especial debido a que debe arrancarse la turbina con combustible destilado.
- 6) En la consola Power Logic II, apague los ignitores.
- 7) Desconectar el disyuntor de suministro al excitador de ignición.
- 8) Posicionar de nuevo ambos conjuntos de encendido dentro de la cámara de combustión.
- 9) Conectar el disyuntor de alimentación del excitador para la ignición.
- 10) Volver a la Sala de Control Central para preparar el sistema de control como se indica a continuación:
 - a. Cerciorarse de que todo el equipo del sistema de control tenga suministro de energía y esté funcionando.

NOTA:

EL SISTEMA DE CONTROL POWERLOGIC II DEBE SER ALIMENTADO CON ENERGÍA EN TODO MOMENTO SALVO CUANDO ES MENESTER REALIZAR TRABAJOS DE MANTENIMIENTO.

- b. En la pantalla del operador, observar si existe la siguiente condición:

Todo es normal en tablero de alarma. Realizar un diagnóstico para resolver cualquier problema asociado con alarmas.

La unidad está LISTA PARA LA PUESTA EN MARCHA al cumplirse las siguientes condiciones:

1. Los conmutadores del Centro de Control de Motores (CCM) están en posición AUTO.
2. El interruptor de excitación del generador está abierto.
3. La salida de la señal (CSO) de control tiene su valor mínimo para la puesta en marcha.
4. Una de las bombas de aceite lubricante de corriente alterna está en funcionamiento.
5. La temperatura del aceite lubricante es superior a los 80 °F.
6. La unidad funciona a una velocidad inferior a la velocidad de ignición.
7. Los conmutadores del gabinete de manómetros (PS&G) están en posición de AUTO.
8. El conmutador de Marcha Segura está en posición de RUN (MARCHA).
9. El dispositivo de arranque está en posición de AUTO.
10. La turbina está en rotación lenta.
11. Uno de los ventiladores extractores está en funcionamiento.
12. La presión de aire de instrumentos es normal.
13. Ninguno de los detectores de llamas detecta llamas.
14. Ambas Unidades de Procesamiento Distribuido (DPU) están funcionando.
15. El relé maestro está activado.
16. No existe ninguna condición de disparo.

El estado de estas condiciones se representa en la figura 6.6 “Listo para la puesta en marcha/disparos”. Una condición de alarma será representada por un fondo rojo, mientras que una condición normal tendrá un fondo verde.

Además, la referencia de velocidad debe ser inferior a 3205 r.p.m. (valor aproximado), y el monitor de suministro de potencia no deberá detectar fallo alguno. La unidad se encuentra ya en condiciones para la puesta en marcha y aparece la señal “Lista para la puesta en marcha” en la representación gráfica. El operador puede proceder al arranque de la turbina de acuerdo con la descripción contenida en la sección siguiente.

7.3 Orden de puesta en marcha

El sistema de control Power Logic II, le ofrece al operador un arranque completamente automático y una carga al máximo cuando las mismas son seleccionadas en el tablero del operador.

El sistema permite igualmente el mantenimiento de la unidad en etapas claves de la secuencia así como una operación a carga reducida según se desee.

Este procedimiento describe las actividades del operador así como las observaciones disponibles para llevar la turbina desde el estado de LISTA PARA LA PUESTA EN MARCHA al estado de carga inicial para un funcionamiento de potencia de salida normal.

a) Precauciones

Un ciclo de puesta en marcha, tal como está definido para el paquete de puesta en marcha consiste en una aceleración de la unidad hasta la velocidad de ignición por medio del motor de arranque de aproximadamente 90 segundos, seguida por un intento de ignición de combustible (fuel oil) de 30 segundos. Si resulta exitosa la ignición, se continua la aceleración de la turbina y del grupo electrógeno, con ayuda del motor de arranque, a 2304 r.p.m. aproximadamente. A esta velocidad se corta la corriente al motor de arranque y se desengancha el mismo. Flujograma 7.5.

ADVERTENCIA

DESPUÉS DE HACER DOS INTENTOS FRUSTRADOS SEGUIDOS DEL CICLO DE PUESTA EN MARCHA, NO SE DEBE INTENTAR MÁS ARRANQUES HASTA PRECISAR LA CAUSA Y CORREGIR EL MAL FUNCIONAMIENTO. LOS MÚLTIPLES INTENTOS FRUSTRADOS SON DAÑINOS PARA LA TURBINA Y DEBEN EVITARSE.

b) Observación y selecciones en el tablero

En la tabla 7.1, las actividades y observaciones locales del operador son descritas secuencialmente y se explican las opciones en cada etapa de la secuencia. Si se desea, se pueden cambiar algunos métodos después del arranque.

En el flujograma 7.5 se muestra las observaciones y selecciones para el arranque.

c) Puesta en marcha y carga automáticas

1. Cuando se inicia una PUESTA EN MARCHA ya sea desde el teclado o a partir del teclado del panel de control, ocurren casi simultáneamente los siguientes acontecimientos:
 - a. La pantalla OVERVIEW (Vista general) informará al operador de que la serie principal (L41) ha sido puesta en el conjunto de programas. La serie principal inicia la secuencia de puesta en marcha.
 - b. El motor de arranque es excitado y la turbina principia a acelerar a una velocidad superior a la del motor de giro. Mientras ocurre este procedimiento, se gráfica una curva de velocidad v.s. tiempo en la pantalla OVERVIEW.
 - c. Los álabes guías de entrada se abren a los 22° sexagesimales aproximadamente.

Tabla 7.1: Actividades del operador local y descripciones

ACCION	DESCRIPCION
1. Observar la pantalla para señal de LISTO PARA PUESTA EN MARCHA. Ver figura 6.5	1. El procedimiento para alcanzar LISTO PARA PUESTA EN MARCHA se encuentra descrito en el acápite 7.1 “Preparativos antes de puesta en marcha”.
2. Hacer selección de la operación previa a la puesta en marcha, como se indica en la gráfica intitulada VISTA GENERAL (Over view). Trasladar el cursor a los espacios apropiados y hacer la selección utilizando el teclado de AUTO/MANUAL.	2. Sincronización automática o manual. Para ambos modos, toda actividad en el sistema de control será igual hasta el momento de la sincronización. El interruptor de excitación se cerrará automáticamente a las 3312 r.p.m.. Aproximadamente. El operador puede cambiar su selección antes de que se lleve a cabo la operación.
3. PRESIONAR ARRANQUE (START) en el teclado numérico de operador.	3. No tendrá lugar ninguna función de trabajo de la turbina en el paquete eléctrico. Todo será controlado desde la Sala de Control Central.
4. Observar la pantalla para el modo AUTO del regulador de voltaje	4. El modo AUTO a de usarse cuando se selecciona la autosincronización. Se selecciona el modo automático durante la parada. En el caso que sea necesario elegir Regulador de Voltaje manual, haga la selección después de que se cierre el interruptor de excitación.
5. Verificar que se seleccionen las RETENCIONES (HOLDS) para la secuencia o la carga durante la operación de la planta.	<p>a. Para retener la secuencia antes de la entrada de combustible para ignición, oprima la tecla “P1” de “P” en el tablero del operador (SPIN HOLD) al aparecer la pantalla secundaria adecuada. Haga esta selección antes de iniciar la secuencia de ignición. Figura 6.5</p> <p>b. Para mantener la secuencia a la velocidad síncrona y no cerrar el disyuntor del generador, oprima la tecla “P7” de “P” en el tablero del operador (SYNC HOLD). Haga esta selección antes de cerrar los disyuntores del generador.</p> <p>c. Para mantener la carga en un punto específico en cualquier momento de la carga automática, poner el cursor en el bloque de la velocidad/carga en la pantalla y oprima la tecla STOP en la sección de control del tablero.</p> <p>d. La tecla GO de “P” en la pantalla secundaria correspondiente borrará cualquier condición de RETENCIÓN (HOLD) y la secuencia normal proseguirá.</p>

- d. Se pone en marcha la bomba de aceite lubricante auxiliar de corriente directa y se le hace funcionar durante un periodo de 10 segundos. Si no se ha establecido presión durante ese lapso, aparece una alarma. Se puede comprobar la operación de la bomba durante la operación de la planta en cualquier momento en que se seleccione una PUESTA EN MARCHA.
 - e. La válvula de solenoide de disparo para sobrevelocidad (OST) se excita para habilitar el sistema OST. Se introduce la presión de aceite lubricante a fin de permitir que pase un suministro neumático a través de la válvula piloto OST a la válvula de combustible OST. Este procedimiento ocurre cuando se cierra el conmutador activado por presión 63-7.
2. La turbina acelera hasta la velocidad de ignición, la cual es función de la temperatura ambiente. Los termopares de entrada del compresor HT-33 y HT-40 son leídos y sus valores son promediados, ven Anexo E: Instrumentos de supervisión. Para temperaturas entre los -10° y los 110°F aproximadamente, la velocidad de ignición varía de 617 a 770 r.p.m.. Si falla cualquier termopar de los dos, la velocidad de ignición se determina por el reglaje del conmutador 63-6.
 3. El flujo de combustible de ignición en el caso de combustible destilado circula por una válvula de mano asociada a la válvula de regulación, la cual está cerrada en este momento. Se abre la válvula aisladora y el combustible pasa a las toberas de combustión. Se encienden los ignitores durante 30 segundos aproximadamente.
 4. Los detectores que monitorean los combustores 12 y 13, Llama de Izquierda y Llama de Derecha, indican que se ha propagado la llama a cada combustor

través de los tubos cruzallamas. Tendrá lugar un disparo si uno de los detectores no detecta ninguna llama durante la secuencia de ignición.

5. Comienza la curva ascendente de combustible tan pronto como se establece la llama. La continuación de la secuencia depende de la detección de la llama por un solo detector. La curva ascendente de combustible es una curva abierta de segmentos múltiples. Se suministra el combustible a un ritmo programado. Se monitoréa la aceleración de la unidad. Si la aceleración (medida durante un periodo de 20 segundos) no es superior a un mínimo permitido en un punto específico del ciclo de arranque, aparece una alarma. Si por un ritmo preestablecido es más baja todavía, ocurre una parada total. Esta verificación comienza a las 1400 r.p.m. aproximadamente.
6. A la 2304 r.p.m.. Se apaga el dispositivo de arranque a partir de este momento la turbina se autosostiene hasta la velocidad síncrona.
7. Al alcanzar las 3205 r.p.m. aproximadamente, el control de la velocidad llega a tomar control en la secuencia de puesta en marcha.
8. A las 3275 r.p.m. los álabes guía de entrada se cierran a los 37° sexagesimales.
9. A las 3312 r.p.m. aproximadamente, se reposiciona el multiplicador desconectador marca Bently Nevada y los niveles de disparo y la alarma de vibraciones se conmutan de la condición de puesta en marcha a la de operación.
10. Al alcanzar las 3330 r.p.m., se cierran las válvulas de purga del compresor y el interruptor de excitación.

11. El control de velocidad llevará la turbina a una velocidad que corresponde al 98% de la velocidad deseada. En este momento la unidad está lista para ser sincronizada.
12. El sincronizador automático eleva y reduce el voltaje y la velocidad del generador para igualarlos a la velocidad (frecuencia) y al voltaje del sistema. Cuando la igualación queda dentro del intervalo de regulación del sincronizador automático, se cierra el disyuntor del sistema y se capta un incremento de carga (carga mínima). El mandato de cierre del disyuntor del sistema se transmite a través de un Sincroaceptador montado en el gabinete de relés de protección, e impide el cierre del disyuntor cuando las condiciones sean inaceptables.
13. Cuando está cerrado el disyuntor del sistema y se capta la carga mínima, la unidad se mantendrá a esta carga mínima seleccionada a menos que haya sido programado con anterioridad un mandato de carga base. La carga puede ser elevada o reducida por medio de los botones pulsadores en la consola del operador o el teclado gráfico "P". Continuará aumentándose la carga hasta que se alcance el límite de la temperatura de escape de la unidad, cuando la carga base es seleccionada. El límite de la temperatura varía con la temperatura ambiente y es función además de la presión de la cámara de combustión.

Flujograma 7.6, puesta en marcha y carga automática.

NOTA:

OBTENER UN REGISTRO DE TODAS LAS INDICACIONES DE TEMPERATURAS DE ALABES PARA CADA PUESTA EN MARCHA.

d) Sincronización manual

Si se desea la sincronización manual, seleccionar MANUAL SYNCH. El sincronoscopio y las luces se encenderán al sincronizar los medidores de voltaje del sistema y planta, y cuando la velocidad sea aproximadamente de 3600 r.p.m. (análogamente a la autosincronización).

Para sincronizar, vigile los medidores “kilovoltios” y “RPM”. Ajuste el voltaje del generador a aproximadamente 13.8 kilovoltios oprimiendo los conmutadores REG VOLTAGE RAISE (Aumento de voltaje del regulador) y REG VOLTAGE LOWER (Reducción del voltaje del regulador). Iguale el voltaje vigilando los medidores colaterales “Gen Voltage” (Voltaje del generador) y “System Voltage” (Voltaje del sistema) en el panel mímico de la Sala de Control Central.

Después de igualado el voltaje, iguale las frecuencias. Observando el sentido de rotación del sincronoscopio en el panel mímico, aumente o disminuya la velocidad de la turbina empleando el conmutador SPEED/RAISE (Velocidad/Aumento) o el conmutador SPEED/LOWER (Velocidad/Reducción). El operador debe elevar o disminuir la velocidad para el resultado deseado del indicador del sincronoscopio que avanza lentamente en la dirección rápida (en sentido antihorario). Cuando la manecilla alcanza la posición de las 12 en el sincronoscopio, la frecuencia del generador ha venido a ser sincrónico con la del sistema y puede cerrarse el disyuntor del sistema. El operador debe cerciorarse de que el indicador del sincronoscopio avance lo bastante lento como para tomar en consideración el tiempo de duración entre el logro de la condición sincrónica y el cierre del interruptor del generador. Una vez cerrado el interruptor del generador, la carga del generador será

elevada automáticamente a la carga mínima. Una vez alcanzada la carga mínima, el operador puede aumentar la carga utilizando el botón SPEED/RAISE.

Esta descripción es muy simplificada, puesto que en realidad se emplean varias técnicas, según las circunstancias. Generalmente, al emplear la sincronización manual, el operador está familiarizado con la velocidad de rotación del sincronoscopio y el tiempo requerido para el cierre del interruptor del generador, y cerrará el disyuntor con alguna antelación a su llegada a la posición de las 12 en el sincronoscopio.

El sincroaceptador, encajado en el gabinete de relés de protección, impide un cierre automático o manual del disyuntor del sistema fuera de los límites aceptables. Flujograma 7.7, sincronización manual. El perfil de arranque detallado en este acápite se muestra en la figura 7.2.

7.4 Operación a carga reducida

La potencia producida por la unidad puede ser regulada a una gama que oscila entre la carga mínima (aproximadamente el 5% de la carga máxima) y la carga nominal (límite de temperatura de la unidad). Este sistema de control incluye un CONTROL DE VELOCIDAD/CARGA para usarse cuando la unidad ha de mantenerse en un estado fijo de operación a carga reducida.

El control de la velocidad es un control variable, se emplea cuando múltiples unidades electrógenas están conectadas al mismo sistema de red. La regulación del control de la velocidad esta calibrada en fábrica al 4 por ciento. En otras palabras, no habiendo sido cambiada la referencia de velocidad, un cambio de velocidad o de

Curva de Arranque ECONOPAC Westinghouse W501D5

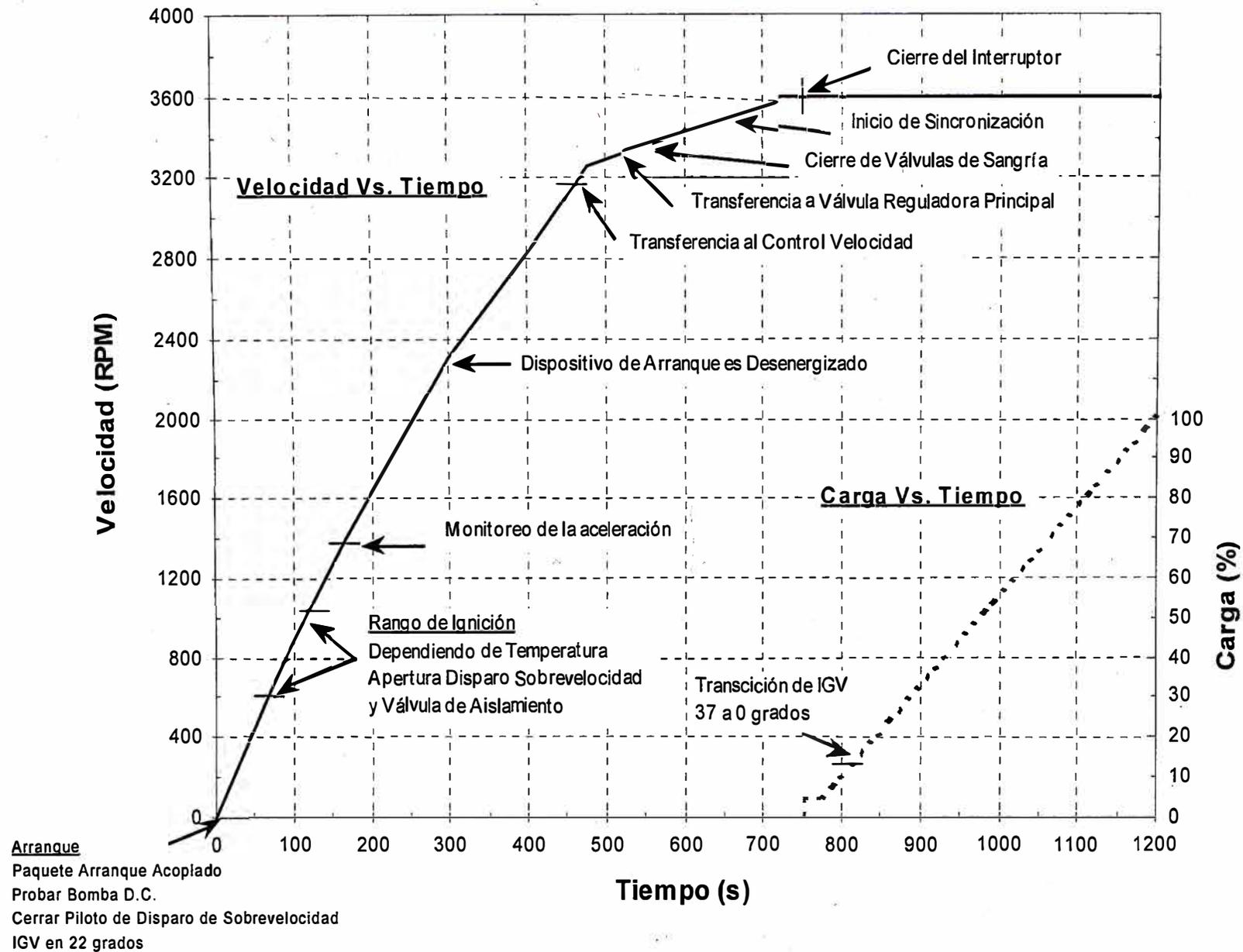


Figura 7.2: Perfil de arranque de la turbina Westinghouse W501D5

frecuencia de 4% se traducirá en un cambio de 100% en la carga máxima (la carga normal se define como la carga base en condiciones ISO). De este modo, en el caso de que la unidad está generando una carga base a una velocidad de 100%, si la carga se pierde de repente, y el disyuntor o los disyuntores del sistema detectados por el control Power Logic II no se abren, el control provocará un aumento de la velocidad de la turbina al 104 % de la velocidad nominal (suponiendo que no se cambia la referencia de la velocidad). Para el otro caso en que la velocidad (frecuencia) se disminuye en 1%, el control provocará un aumento de la carga de 25% de la carga nominal.

El sistema de control abarca un circuito limitador de carga a fin de limitar la toma de carga a un 25% de la carga nominal (base ISO) durante un descenso de la frecuencia instantánea. No hay restricción en lo que a caída de carga se refiere.

Ya entrando en funcionamiento el control de velocidad, se puede cambiar la carga de la unidad incrementando o reduciendo la referencia de la velocidad. Dicho cambio puede efectuarse manual o automáticamente. La referencia de velocidad puede ser incrementado o reducida manualmente seleccionando SPEED/LOAD CONTROL SELECT (Control Velocidad/Carga) y presionando SPEED/LOAD RISE (Velocidad/Carga - Incremento) o SPEED/LOAD LOWER (Velocidad/Carga - Reducción). La referencia de velocidad no puede reducirse manualmente por debajo de la carga mínima.

La referencia de velocidad se eleva automáticamente durante la operación a carga reducida al aumentarse la demanda de megawatios. La referencia de velocidad se reduce automáticamente al seleccionarse el conmutador "NORMAL STOP" (Parada normal).

Ver flujograma 7.8, operación a carga reducida.

7.5 Cambio de carga instantáneo

Los cambios de carga durante la operación del grupo turbo generador constituyen sucesos normales.

Limitaciones de cambio de carga

Las especificaciones siguientes determinan las condiciones bajo las cuales puede aplicarse instantáneamente la máxima carga incrementa posible.

1. Como control protector, se aplica un limitador de variación brusca/régimen de carga como entrada en la barra colectora de selección baja. El limitador de variación brusca/régimen de carga funcionará bajo condiciones de carga reducida para limitar ya sea el valor del incremento instantáneo en la carga del generador al 25% del valor nominal base (ISO) o el valor de límite de la diferencia entre la carga actual en megawatios y el equivalente en megawatios por límite de temperatura, cualquiera que sea el más bajo. Cualquier incremento de carga que exceda de esta variación inicial será limitado al régimen de carga normal.
2. Son admisibles los incrementos de carga instantáneos para cualquier valor entre las cargas mínima y máxima, con tal que un incremento adicional no cause que la carga exceda del régimen de la carga base para el lugar.

Flujograma 7.9, cambio de carga instantáneo.

7.6 Prueba de disparo por sobrevelocidad

Antes de la sincronización inicial de la unidad o después de reparaciones de la turbina, verifique la integridad del mecanismo de disparo por sobrevelocidad. El procedimiento para esta verificación se explica a continuación:

1. Antes de la puesta en marcha, se seleccionan los siguientes conmutadores del panel del operador: MANUAL SYNCH (Sincronización manual), SYNC SPEED HOLD (Retención Velocidad Sincronía), SPEED CONTROL SELECT (Seleccionar Control de Velocidad) y BASE TEMPERATURE LIMIT SELECT (Seleccionar Limite de Temperatura Base).
2. Poner en marcha la unidad. El control elevará la velocidad automáticamente al 100% y sostendrá la misma.
3. La unidad debe continuar al 100% de su velocidad durante dos horas como mínimo, y preferiblemente durante tres o cuatro horas.
4. Desconectar manualmente del barrido la “Retención” a 3967 r.p.m. y cambiar a 4025 r.p.m. el valor del disparo electrónico por sobrevelocidad.
5. Trazar la gráfica de la tendencia de la velocidad en RPM en función del tiempo en el WDPF.
6. Transcurrido el tiempo de calentamiento, aumente la velocidad oprimiendo continuamente el conmutador SPEED/LOAD RAISE y verificando la velocidad en el medidor de r.p.m. y/o cualquier contador acoplado a la indicación de velocidad.
7. Aumentar la referencia de velocidad para el disparo de la máquina y realizar la prueba mecánica de disparo por sobrevelocidad.
8. Compruebe los datos de la gráfica de tendencias a fin de verificar el punto de disparo por sobrevelocidad y registre el mismo.
9. Si los resultados de la prueba están dentro de las especificaciones, restablezca la “Retención” a 3697 r.p.m., en el barrido y reajuste el valor de disparo electrónico por sobrevelocidad a su valor original.

Flujograma 7.10, prueba de disparo por sobrevelocidad.

ADVERTENCIA

PARA EVITAR DAÑOS A LA TURBINA, NO PERMITA NUNCA QUE LA VELOCIDAD SUPERE EL 112% (3697) DE LA VELOCIDAD NOMINAL. SI EL MECANISMO DE DISPARO POR SOBREVELOCIDAD NO DESENGANCHA LA TURBINA A UNA VELOCIDAD INFERIOR AL 112%, HAGA PARAR LA UNIDAD SEGÚN PROCEDIMIENTOS NORMALES Y AJUSTE EL MECANISMO DE DISPARO POR SOBREVELOCIDAD.

7.7 Parada de la turbina y operación del motor de giro (rotación lenta)

El Sistema Control Power Logic II le proporciona al operador un medio para detener la turbina de manera controlada automáticamente a partir de varios modos de operación. Una parada de emergencia se halla igualmente a la disposición del operador.

El motor de giro es necesario para proporcionar la “Fuerza torsional inicial” durante la puesta en marcha y para evitar además un doblez térmico del rotor al enfriarse después de una parada.

7.7.1 Procedimiento de parada normal

Al oprimir la tecla P3 para una parada normal en la consola del operador, el operador inicia una secuencia de parada automática, la cual constituye el método preferido para la parada de la unidad. Según el punto de operación, la secuencia controladora será la siguiente:

1. Cuando la unidad está con carga y se selecciona NORMAL STOP (Parada normal), el control reducirá la carga. (Antes de cortar el suministro de combustible la selección de GO (Avanzar) suprime la PARADA NORMAL). Cuando se ha

reducido la carga a 10 Megawatios, los álabes guía de entrada se cerrarán lentamente a 37 ° sexagesimales.

Al alcanzar la carga mínima de 4.5 megawatios, se abren los disyuntores del sistema y se pone en marcha un cronómetro de enfriamiento de 180 segundos. Parado el cronómetro, el control corta el suministro de combustible, abre las válvulas de purga, y abre el disyuntor de excitación. La turbina desciende lentamente desde las 3600 r.p.m.. Al disminuirse la velocidad por debajo de las 225 r.p.m., se excita el motor del virador (rotación lenta). Si no ha sido puesto en marcha el motor dentro de 10 segundos después de caída la velocidad por debajo de este punto de referencia, se activa una alarma.

2. Cuando la velocidad de la unidad supera el 98% de la velocidad nominal con los disyuntores del sistema abiertos y PARADA NORMAL es seleccionada, entra en funcionamiento el cronómetro de enfriamiento de 180 segundos. Parado el cronómetro, el control corta el suministro de combustible, abre las válvulas de purga, y abre el disyuntor de excitación. Al decrecer la velocidad, se excita el motor del virador (rotación lenta) y la unidad pasa a la operación por virador (rotación lenta). Antes del corte del suministro de combustible, la selección de GO suprime la PARADA NORMAL.

3. Cuando la velocidad de la unidad está por debajo del 98% de la velocidad nominal y la secuencia de puesta en marcha a sobrepasado el comienzo de la ignición, cuando se oprime el conmutador de PARADA NORMAL, el control corta el suministro de combustible y el dispositivo de arranque (si este está en marcha). Así mismo el control abre las válvulas de purga (si están cerradas), abre el disyuntor de excitación (si está cerrado) y cierra los álabes de guía de entrada. Al decrecer la

velocidad, el motor de giro es excitado y la unidad pasa a la operación por rotación lenta.

Ver flujograma 7.11, procedimiento de parada normal.

7.7.2 Parada de emergencia

Al oprimir el botón pulsador TRIP (Disparo), el operador inicia una parada de emergencia. Este disparo debe utilizarse solamente en un estado de emergencia debido a la gran fluctuación transitoria de temperatura suscitada en la unidad. Al oprimirse el botón pulsador TRIP, el control funciona como sigue:

1. Se corta inmediatamente el suministro de combustible. Se detiene la bomba de combustible.
2. Se abre el disyuntor del generador (si está cerrado)
3. Se abren las válvulas de purga (si están cerradas).
4. Se abre el disyuntor de excitación (si está cerrado).
5. Se cierran los álabes de guía de entrada.
6. Se para el dispositivo de arranque (si este está en marcha).
7. Al desacelerar la turbina, se excita el motor del virador (rotación lenta) tal como sucede en el caso de una parada normal.
8. Ocurre la misma secuencia de acontecimientos en relación a un disparo producido por el sistema de control automático. La causa del disparo se capta en el “detector de disparos” de la pantalla a fin de ayudar con el diagnóstico de la avería. Existe también un botón pulsador para disparos de emergencia, en el gabinete de manómetros, en el panel local, y en la Sala de Control Central. Al activarse el citado botón, se produce el mismo tipo de parada.

Flujograma 7.12, parada de emergencia.

7.7.3 Operación del motor de giro y procedimientos de enfriamiento por giro

ADVERTENCIA

EL FIN PRIMORDIAL QUE CUMPLE EL MOTOR DE GIRO (ROTACIÓN LENTA) DURANTE LA PARADA DE LA TURBINA ES EL DE EVITAR UN DOBLEZ TÉRMICO DEL ROTOR. CUALQUIER FALLA EN EL FUNCIONAMIENTO DEL MISMO DURANTE EL TIEMPO NECESARIO PUEDE OCASIONAR UN DOBLEZ TÉRMICO, EL CUAL SE TRADUCE EN VIBRACIONES EXCESIVAS DURANTE LA SIGUIENTE PUESTA EN MARCHA. EN CASO DE DOBLEZ TÉRMICO, SE PUEDE ENDEREZAR TÉRMICAMENTE EL ROTOR PONIENDO EN MARCHA LA TURBINA, UTILIZANDO EL PANEL LOCAL DEL OPERADOR PARA CONTROLAR LA VELOCIDAD HASTA QUE SE DISMINUYAN LAS VIBRACIONES. ASÍ CALENTANDO EL ROTOR, COMBINANDO CON EL MOVIMIENTO GIRATORIO SERVIRÁ PARA ENDEREZARLO. PUEDE QUE SEAN NECESARIOS VARIOS INTENTOS, PERO VERIFIQUE QUE SE DISMINUYAN LAS VIBRACIONES. SI NO SE NOTA UNA REDUCCIÓN DE VIBRACIONES DESPUÉS DE DOS ARRANQUES CONSECUTIVOS, NO INTENTE MAS ARRANQUES HASTA PRECISAR LA CAUSA DE LA VIBRACIÓN.

El motor de giro, es impulsada por un motor de corriente continua, comprende un embrague limitador para embragar o desembragar. El motor de giro realiza las siguientes funciones:

1. Apoya al dispositivo de arranque proporcionando el par de torsión suficiente para alcanzar la fuerza torsional inicial requerida durante la puesta en marcha inicial.
2. Gira el rotor de la turbina de combustión a fin de evitar un doblez térmico al enfriarse el rotor luego de una parada.

a) Antes de la operación

Antes de poner en marcha la unidad, debe estar en funcionamiento el motor de giro. El arrancador del motor del virador (rotación lenta) está ubicado en la sección de corriente continua del Centro de Control de Motores. El disyuntor debe conectarse manualmente, y el conmutador de control debe ponerse en la posición automática. El funcionamiento del motor depende de la presión del aceite lubricante de tal manera que se requiere una presión mínima del suministro de aceite para cojinetes, la cual es detectada por medio del conmutador de presión 63-4, para que entre en funcionamiento el motor de giro (rotación lenta). Existen en el sistema dos bombas de aceite lubricante de corriente alterna; una está en funcionamiento, mientras que la segunda es de apoyo. En el caso de que se pierda toda la potencia de corriente alterna para el suministro de los aparejos auxiliares de la planta, la planta va provista de una bomba auxiliar de aceite lubricante de corriente continua para cumplir con los requisitos mínimos de aceite lubricante.

Al excitarse el dispositivo de arranque, y este empieza a acelerar la turbina, el motor del virador (rotación lenta) permanece excitado aunque haya sido desconectado del eje de la turbina por medio del embrague limitador. Al alcanzar la turbina una velocidad de 225 r.p.m., se corta la corriente al motor de giro. No se vuelve a activar el virador (rotación lenta) hasta que la velocidad de la turbina sea inferior a las 225 r.p.m..

b) Posoperación

Al parar la turbina y cuando alcance una velocidad de 225 r.p.m., se excita automáticamente el motor de giro. Durante la desaceleración del rotor de la turbina hasta una parada casi total, interviene el embrague limitador del motor de giro y

comienza a hacer girar el eje a una velocidad de 2.5 r.p.m.. Permanecerá en este modo de operación hasta su parada desde el Centro de Control de Motores.

c) Enfriamiento por giro

Se ha demostrado la eficacia de este procedimiento y ahora se recomienda en relación a todas las turbinas de combustión W501 con el fin de mantener un huelgo adecuado entre las puntas de los álabes del compresor y la carcaza de la máquina tras una parada.

La utilización del enfriamiento por giro produce un enfriamiento uniforme del cilindro durante la fluctuación transitoria de temperaturas tras una parada de la unidad. El enfriamiento uniforme del cilindro sirve para mantener el huelgo entre las puntas de los álabes y la carcaza de la máquina.

El procedimiento de enfriamiento por giro es iniciado y controlado por el operador, y ha de establecerse como procedimiento de operación de la unidad.

El procedimiento hace uso del motor de arranque para ciclos de giro intermitentes. El giro debe efectuarse de acuerdo a las recomendaciones siguientes para evitar efectos perjudiciales a la turbina y el motor de arranque.

Después de la parada, debe someterse la unidad a dos ciclos de enfriamiento por giro entre la puesta en marcha del motor de giro y las maniobras finales del mismo.

1. Dentro de 10 minutos tras la puesta en marcha del motor de giro, debe iniciarse el primer giro poniendo en marcha la unidad por medio de la tecla P1 SPIN HOLD (Retención de giro). Se estabilizará la velocidad de la turbina en aproximadamente 2 minutos.

2. Debe continuarse el enfriamiento por giro hasta que se obtenga una velocidad de giro estable. El tiempo total de funcionamiento del motor de arranque no debe pasar de 5 minutos. Devuelva la unidad al motor de giro iniciando la parada normal.
3. A una hora después de completar el primer giro, debe iniciarse el segundo (último giro). Limite el tiempo de funcionamiento del motor de arranque a 5 minutos y permita que el rotor vuelva a ser girado por el motor de giro.
4. Si se requiere un arranque con ignición antes de que termine el procedimiento de enfriamiento, pueden ser interrumpidos los ciclos de giro y resumida la operación normal.

Habiendo cumplido el procedimiento citado arriba con los dos ciclos de giro, pueden efectuarse giros suplementarios al cabo de una hora si es necesario el acceso inmediato para trabajos de mantenimiento.

La turbina permanecerá en estado LISTO PARA LA PUESTA EN MARCHA por si se necesita para el servicio futuro. Bajo condiciones normales, se recomienda una duración de 72 horas o una temperatura media de la cavidad del disco < 150 °F antes de parar el motor de giro.

Puede que sea necesario de vez en cuando parar temporalmente el motor de giro antes del enfriamiento cabal del rotor. En este se debe observar su posición y la duración de su parada. El rotor debe reposicionarse entonces en 180 grados por el mismo periodo de tiempo. De este modo puede realizarse cualquier trabajo requerido estando el eje en estado de reposos. El tiempo durante el cual el eje no-gira es función de la temperatura, pero no debe pasar de un minuto antes de su reposición.

En el caso de que la turbina ha estado fuera de servicio y desconectada del motor de giro durante un periodo prolongado, se recomienda estar durante 24 horas

de operación del motor de giro, antes de ponerla en marcha. Se entiende que esto podría no ser práctico para algunos usuarios.

Si es necesario excitar el motor de giro y ponerlo en marcha inmediatamente, puede ser que la turbina presente niveles de vibración mas elevado que lo normal. Sin embargo, estas vibraciones mas elevadas que lo normal deberían disminuirse al poco tiempo después de la puesta en marcha.

Ver flujograma 7.13, operación del motor de giro y enfriamiento por giro.

7.8 Inversión de la planta eléctrica

Cada grupo de 100MW Westinghouse de la central térmica, compuesto de un solo eje de turbina de gas y el generador eléctrico, representó una inversión de 28 Millones de dolares “Proyecto llave en mano”. Por lo que la inversión por kW fue aproximadamente de 280 US\$/kW.

Tenemos ademas que el costo de operación es relativamente alto, si sabemos que la planta a plena carga consume 192 barriles de petroleo Diesel por hora, equivalente superior a US\$ 5 700.00 por hora sólo en combustible. La eficiencia termica o Heat Rate en BTU/kWh, para la turbina Westinghouse en etapa de prueba fue de 10 600 BTU/kWh ($\approx 32\%$).

El costo de mantenimiento, se estima en US\$ 558.4 por hora para 100MW de generación siendo igual a 5.584 US\$/kWh.

Por lo tanto la central térmica compuesta por 2 grupos de turbinas a gas, representó una inversión de 56 Millones de dolares en la modalidad de Proyecto Llave en Mano.

A continuación se presenta el cuadro resumen.

Costo de instalación :	280 US\$/kW
Consumo combustible:	10600 BTU/kWh

Costo de mantenimiento: 5.584 US\$/MWh

Costo Instalación de la planta: 56 Millones de dólares

7.9 Inversión en la conexión al SICN

La inversión en la conexión al SICN esta compuesto por el patio de llaves de la central, línea de transmisión en 220kV y la eventual ampliación de la set al cual se conectaría la planta.

Para la línea de transmisión se considera una inversión de 112 000.00 US\$/km para circuitos de una sola terna y 176 000.00 US\$/km para circuitos de doble terna, las 2 celdas de salida de la planta eléctrica y las celdas de llegada a la SET Zapallal y Chavarria, se valoriza cada una en 800 000.00 US\$/celda. La inversión en la conexión tiene el siguiente desglose, el cual es ilustrado a continuación.

Tabla 7.2: Inversión en la conexión al SICN

Componente	Inversión Unitaria US\$/Unidad	Cantidad	Unidad	Inversión US\$
Línea de transmisión				
Ventanilla–Zapallal (1 tern.)	112 000.00	24	km	2 688 000.00
Ventanilla-Chavarria (2 tern.)	180 000.00	10.5	km	1 890 000.00
Celda de salida de la planta	800 000.00	2	Und.	1 600 000.00
Celda en Set Zapallal	800 000.00	1	Und.	800 000.00
Celda en Set Chavarria	800 000.00	1	Und.	800 000.00
Total				7 778 000.00

En la actualidad también se encuentra en servicio la central de Aguaytía desde el año 1997 usando el gas como combustible, los grupos térmicos de la central de Ventanilla se encuentran como reserva de generación para suplir cualquier emergencia que se ocasione en el sistema, se espera que con la llegada del gas de

Camisea los costos de producción y operación disminuyan y en la central de Ventanilla se podrá reemplazar el diesel 2.

7.10 Comparación de costos medios de plantas eléctricas

Los costos medios nos permiten establecer comparaciones como alternativas de inversión y factibilidad económica de un proyecto.

- Ciclo combinado con gas natural
- Centrales hidráulicas
- Centrales usando Orimulsión (brea y agua)
- Turbogas usando gas natural
- Centrales a carbón
- Motores con residual R6
- Turbogas usando Diesel 2

Tabla 7.3: Costos medios de plantas eléctricas

Tecnología	Costo medio 10 ⁻³ US\$/kWh	Inversión US\$/kW	Vida útil años	Eficiencia
Ciclo combinado	24 – 28	524 – 550	20	56.71 %
Hidroeléctrica	29	1143	40	
Ciclo simple	33 – 38	395 – 415	20	37.70 %
Orimulsión	37	1048	30	38.05 %
Carbón	40	1095	30	39.38 %
Motores residual R6	50	714	20	40.84 %
Turbogas Diesel 2	63	395	20	34.96 %

7.11 Algunas estadísticas de operación de la planta

Durante 1996 la central de Ventanilla tuvo importante participación en la generación termoeléctrica, algunos datos estadísticos se indican a continuación:

a) Producción de electricidad del COES - SICN

Los integrantes de la Comisión de Operación Económica del Sistema (COES), tuvieron una producción de energía eléctrica durante el año 1996 según se muestra a continuación y Etevensa representó el principal proveedor como central termoeléctrica.

Tabla 7.4: Producción de energía eléctrica durante 1996

Empresa	GWh	%
Electroperú (1)	6 123.41	55.25
Edegel	2 964.04	26.74
Etevensa	281.34	2.54
Egecahua	280.44	2.53
Egenor (2)	1433.89	12.94
Total	11 083.11	100.00 %

(1) A partir de 1996 Electroperú S.A. administra las Centrales de Santiago Antunez de Mayolo y Restitución.

(2) A partir de 1996 Egenor S.A. administra la Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato y Carhuaquero además de las centrales térmicas de Chimbote y Trujillo.

De la producción total de energía 11 083.11 GWh, una parte importante se debió al sector de centrales térmicas 587.31 GWh, en la tabla siguiente se muestra la contribución de Etevensa en la producción termoeléctrica.

Tabla 7.5: Producción de energía termoeléctrica durante 1996T

Empresa	GWh	%
Etevensa	281.34	47.90
Egenor	222.47	37.88
Edegel	80.46	13.70
Electroperú	3.04	0.52
Total	587.31	100.00 %

b) **Perturbaciones, indisponibilidad y estadística de fallas**

Como estadísticas de perturbaciones e indisponibilidades, mostraremos los reportes durante el año 1996, se aprecia que es importante el mantenimiento respecto a la combustión y en esto también se trabajó durante este año.

Enero

Indisponibilidad de grupos:

- La C.T. Ventanilla fuera de servicio por prueba funcional de medición de CO₂, del 02 de enero a las 8:00 horas al 02 de enero a las 12:00 horas, con una indisponibilidad de 200MW.
- TG-2 de Ventanilla (100MW) por cambio de aceite del sistema de rotación del 02 de enero a las 8:00 horas al 02 de enero a las 18:00 horas.
- TG-2 de Ventanilla (100MW) indisponible, por cambio de rodajes del sistema de lubricación, del 08 de enero a las 8:00 horas al 08 de enero a las 18:00 horas.

Febrero

Indisponibilidad de grupos:

G-1 de Ventanilla (100MW) fuera de servicio por mantenimiento menor de combustores del 17 de febrero a las 0:00 horas al 18 de febrero a las 18:00 horas.

Marzo

Indisponibilidad de grupos:

G-1 de Ventanilla (100MW) fuera de servicio, por problemas de elevada vibración de eje, del 06 de marzo a las 0:00 horas al 17 de marzo a las 18:00 horas.

Abril

Indisponibilidad de grupos

G2 de Ventanilla (100MW) fuera de servicio, por mantenimiento de gases calientes y otros, del 08 de abril a las 0:00 horas al 24 de abril a las 24:00 horas.

Mayo

Indisponibilidad de grupos

G-1 de Ventanilla (100MW) fuera de servicio, por mantenimiento de combustión, del 13 de mayo a las 0:00 horas al 15 de mayo a las 18:00 horas.

Julio

Indisponibilidad de grupos

G-2 de Ventanilla (100MW) fuera de servicio, por inspección del sistema de combustión, del 22 de julio a las 0:00 horas al 23 de julio a las 18:00 horas.

Diciembre

Perturbaciones

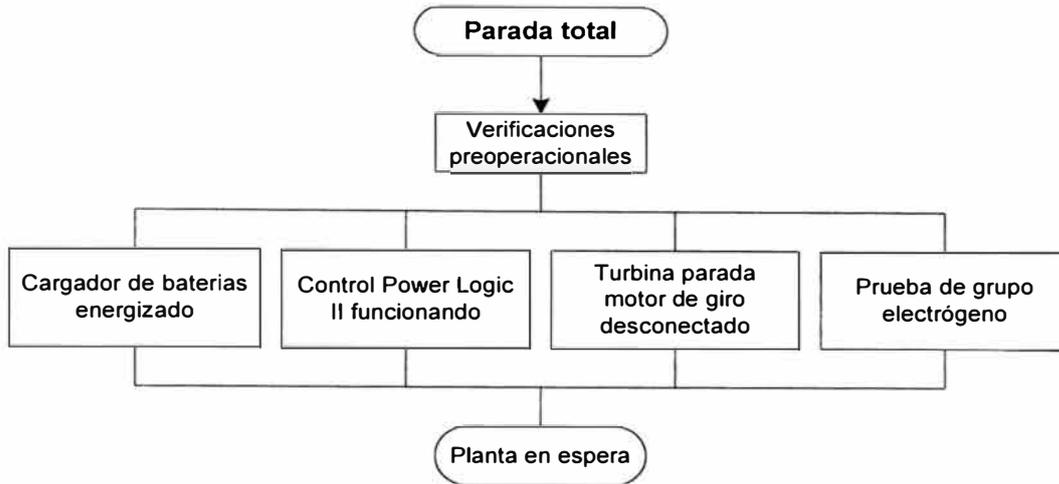
Desconexión de la línea L-203 (Campo Armino – Independencia) y L-204 (Campo Armino-Huancavelica) el día 12 de diciembre a las 21:13 horas, por descarga atmosférica cerca de la S.E. Campo Armino. Asimismo salieron de

servicio cuatro grupos de la central Mantaro, la central térmica de Ventanilla y se desconectaron las líneas L-215 y L234. Los servicios interrumpidos corresponden a Lima (595MW), Motil (6.1MW), Cementos Pacasmayo (4.2MW), Chimbote Sur (14.0 MW) y Sider Perú (20 MW) correspondiendo a un total de energía dejada de suministrar de 373.16 MWh. El servicio eléctrico se repone a las 21.59 horas.

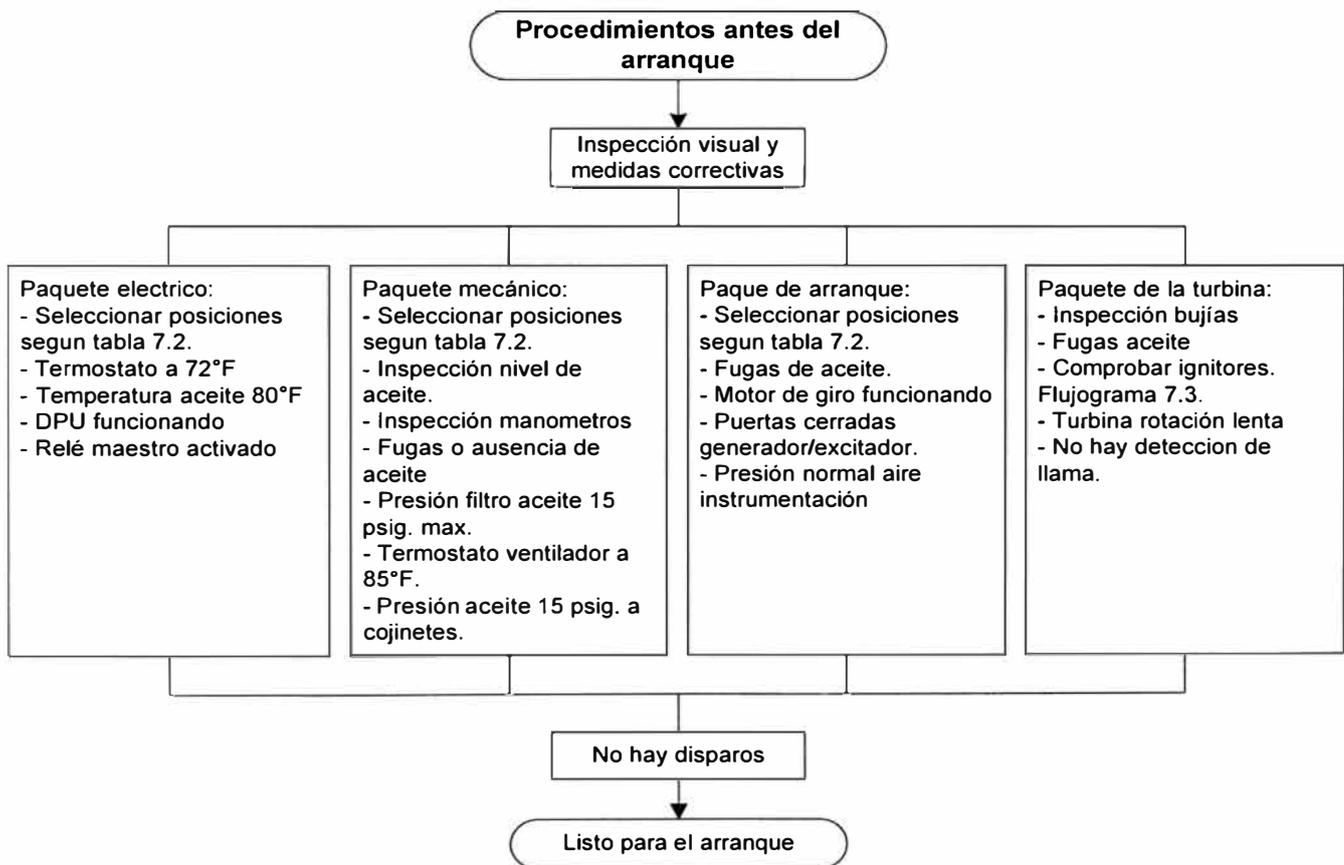
Indisponibilidad de grupos:

G-2 Ventanilla (100MW) fuera de servicio, por mantenimiento de combustión menor, del 02 de diciembre a las 0:00 horas al 03 de diciembre a las 18:00 horas.

G-1 Ventanilla (100MW) fuera de servicio, por mantenimiento de combustión menor, del 08 de diciembre a las 0:00 horas al 09 de diciembre a las 18:00 horas.



Flujograma 7.1: Preparativos antes de la puesta en marcha



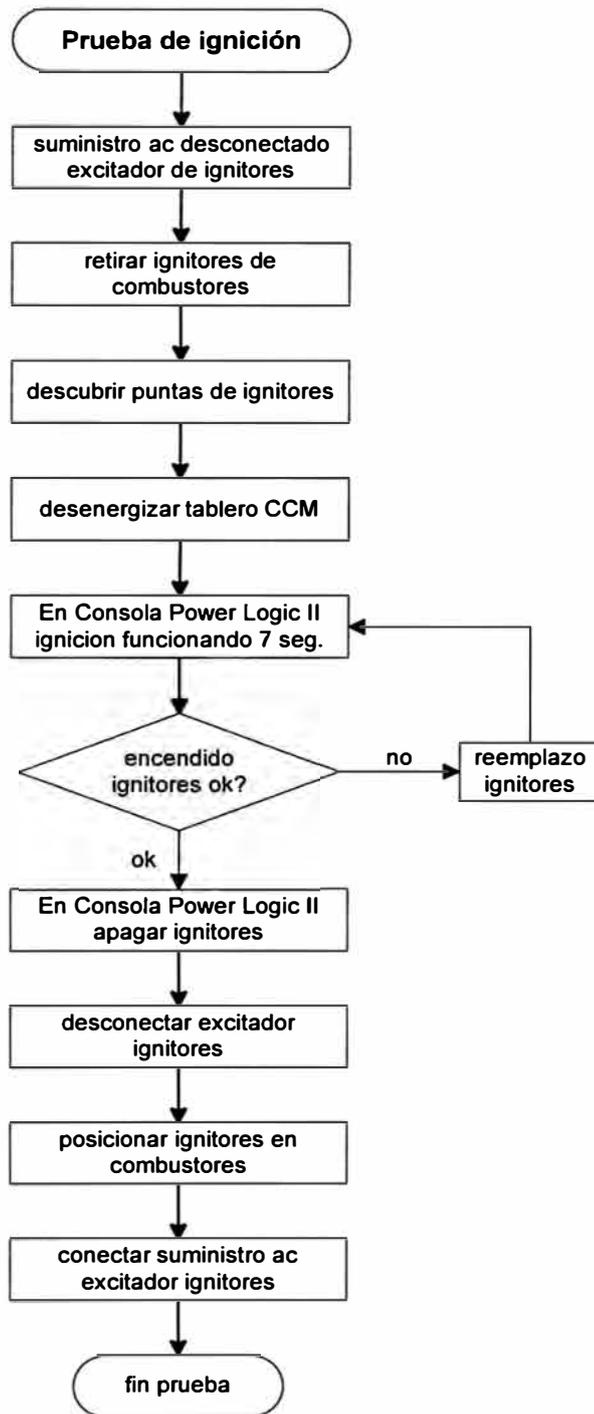
Flujograma 7.2: Procedimientos antes de la puesta en marcha

Tabla 7.2: Selecciones de posiciones de interruptor (52BKR) y arrancadores antes de la puesta en marcha

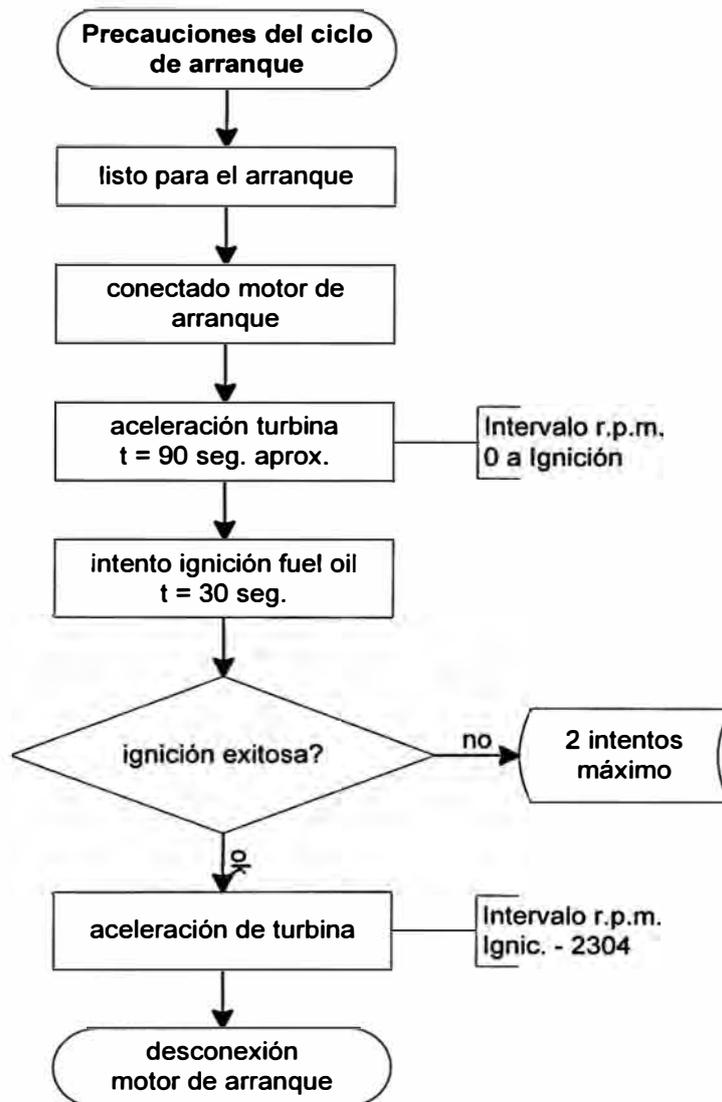
SECCION	UNIT	DESCRIPCIÓN	52 BKR		ARRANCADOR			
			ON	OFF	RESET	HAND	OFF	AUTO
125 DC CCM	1C	BATERIAS	X					
	1G	ALIMENTADOR DE TABLERO DC	X					
	1M	INTERRUPTOR PRINCIPAL DC	X					
	2F	MOTOR DE GIRO (125DC)	X					X
	2M	BOMBA DE ACEITE EMERGENCIA	X					X
	1C	CALENTADOR DE ACEITE (480V CCM)	X					X
PAQUETE ELECTRICO	1E	IQ DATA PLUS II (480V CCM)	X					
	1M	INTERRUPTOR PRINCIPAL (480V CCM)	X					
	2B	ENFRIADOR DE ACEITE LUBRICANTE N°1	X					X
	2D	ENFRIADOR DE ACEITE LUBRICANTE N°2	X				X	X
	2H	BOMBA DE ACEITE LUBRICANTE N°1	X					X
	2M	BOMBA DE ACEITE LUBRICANTE N°2	X				X	X
	3B	COMPRESOR DE AIRE	X				X	X
	3D	PLATAFORMA SEPARACIÓN DE COMBUSTIBLE		X				
	4B	VENTILADOR DE TURBINA N°1	X				X	X
	4D	VENTILADOR DE TURBINA N°2	X				X	X
	4F	VENTILADOR DE TURBINA N°3	X				X	X
	4H	VENTILADOR DE TURBINA N°4	X				X	X
	4K	VENTILADOR DE TURBINA N°5	X				X	X
	4M	VENTILADOR DE TURBINA N°6	X				X	X
	5D	ENFRIADOR DE AIRE A AIRE	X				X	X
	5G	BOMBA DE GATA DE ACEITE GENERADOR N°1	X				X	X
	5J	BOMBA DE GATA DE ACEITE GENERADOR N°2	X				X	X
	5M	DIVISOR DE FLUJO	X	X				
	6F	TABLERO AC DE 120/240V	X					X
	7B	BOMBA DE AGUA DE LAVADO		X				X
	7D	VENTILADOR DEL PAQUETE MECANICO	X					X
	7FL	CARGADOR DE BATERIAS N°1	X					
	7HL	AIRE ACONDICIONADO N°1	X					
	7KL	ALIM. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION	X					
	7ML	ALIM. SET N°1 GENERADOR DIESEL		X				
	7FR	CALENTADOR DEL PAQUETE MECANICO	X	X				
	7HR	AIRE ACONDICIONADO N°2	X					
	7KR	ALIM. DEL TABLERO	X					
	7MR	ALIM. SET N°2 GENERADOR DIESEL		X				
	8B	EXTRACTOR DE VAPOR N°1	X					X

Tabla 7.2: Selecciones de posiciones de interruptor (52BKR) y arrancadores antes de la puesta en marcha

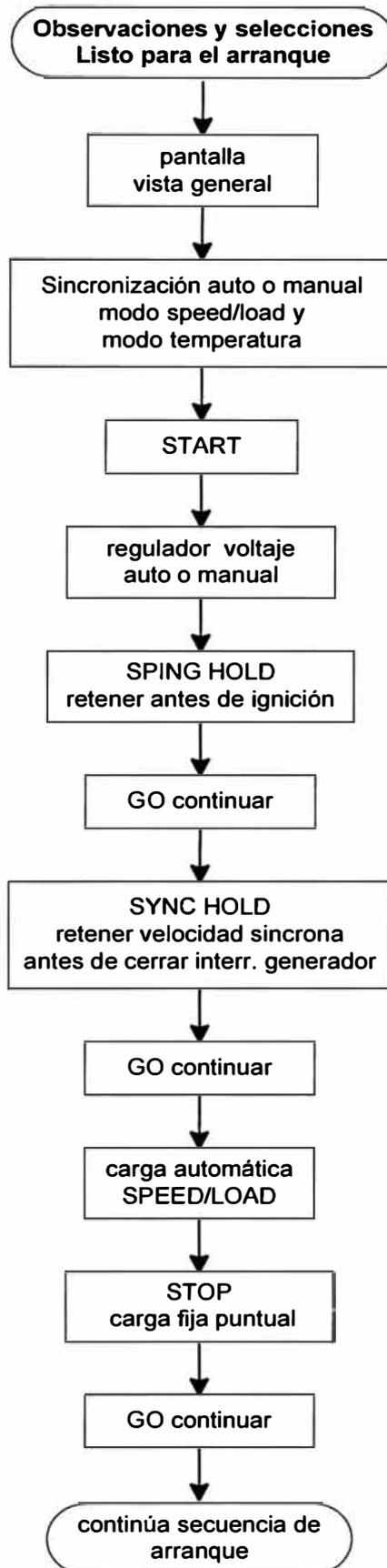
SECCION	UNIT	DESCRIPCIÓN	52 BKR		ARRANCADOR			
			ON	OFF	RESET	HAND	OFF	AUTO
PAQUETE ELECTRIC	8E	EXTRACTOR DE VAPOR N°2	X					X
	8G	CALENT. ESPACIO EXCITATRIZ GENERADOR	X					X
	9B	PLATAFORMA DEL INHIBIDOR DE COMBUSTIBLE		X				
	9J	BOMBA N°1 SUMINISTRO COMBUSTIBLE						X
	9M	BOMBA N°2 SUMINISTRO COMBUSTIBLE						X
		ALIM. COMPRESOR REFRIG. CO2	X					
PAQUETE MECÁNICO	HSSRO	SAFE/RUN	X	T&TG	TG			X
	HS16N	PRUEBA DE IGNICION						X
	HS15938	VALVULA AISLAMIENTO AIRE INSTRUMENT.						X
	HS15204	BOBINA DE DISPARO POR SOBREVOLICIDAD	X		X			X
	HS15313	VALVULA ALABES DE ALTA PRESION	X					X
	HS15312	VALVULA ALABES DE BAJA PRESION	X					X
	HS15990	VALVULA PURGA CONTINUA AIRE ATOMIZACION						X
	HS15941	VALVULA PURGA DETENIDA AIRE ATOMIZACION						X
	HS15501	VALVULAS CONTROL Y AISLAM. DE COMBUST.						X
	HS15506	VALVULA DE OST COMBUSTIBLE						X
	HS15509	VALVULA DE DRENAJE DE COMBUSTIBLE						X
	HS15420	VALVULA PURGA TRANSFER. DISTRIB. GAS						X
TABLERO DC 125 VOLT.	2	FUENTE DE ALIM. N°1 PANEL LOCAL	X					
	4	FUENTE ALIM. N°2 PANEL LOCAL	X					
	3	PANEL REGULADOR DE VOLTAJE	X					
	6	MONITOR DE VIBRACION	X					
	8	TABLERO N°11 WDPF	X					
	10	TABLERO N°12 WDPF	X					
TABLERO AC 120 / 240 V	1	CALENTADOR DE ESPACIO CCM						
	2	PANEL PROTECCION CONTRA INCENDIOS						
	3	PANEL REGULADOR DE VOLTAJE						
	7	SERVICIOS DEL PAQUETE ELECTRICO						
	8							
	9	CALENTADOR ESPACIO MOTOR ARRANQUE AC						
	10	CALENTADOR ESPACIO MOTOR DE GIRO DC						
	13	PANEL LOCAL	X					
	18	REJILLA VENTILACION PAQUETE DE TURBINA						
	20	PANEL DE RELES DE PROTECCION	X					
VOLT. REG. PANEL	52-1	INTERRUPTOR DEL GENERADOR						
	41-1	INTERRUPTOR DE CAMPO		X				



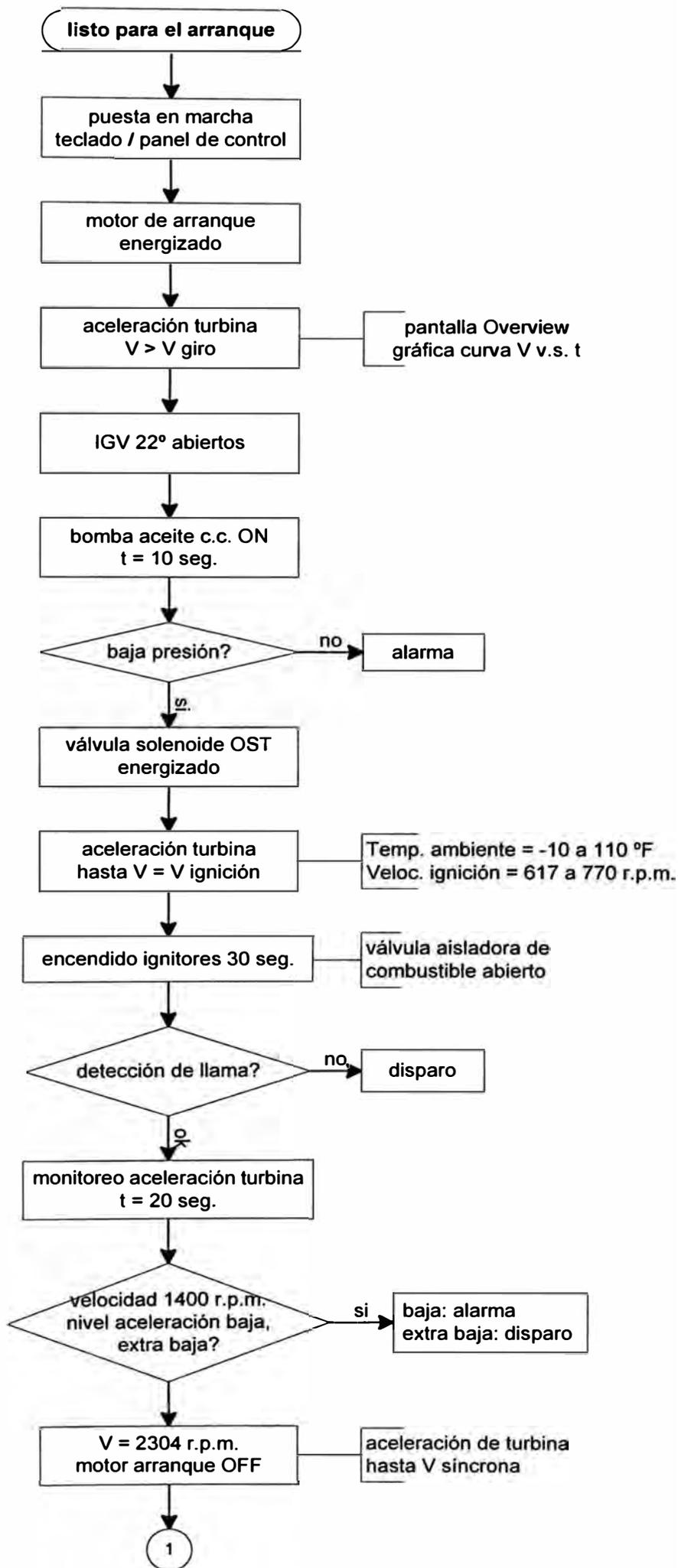
Flujograma 7.3: Prueba de ignitores



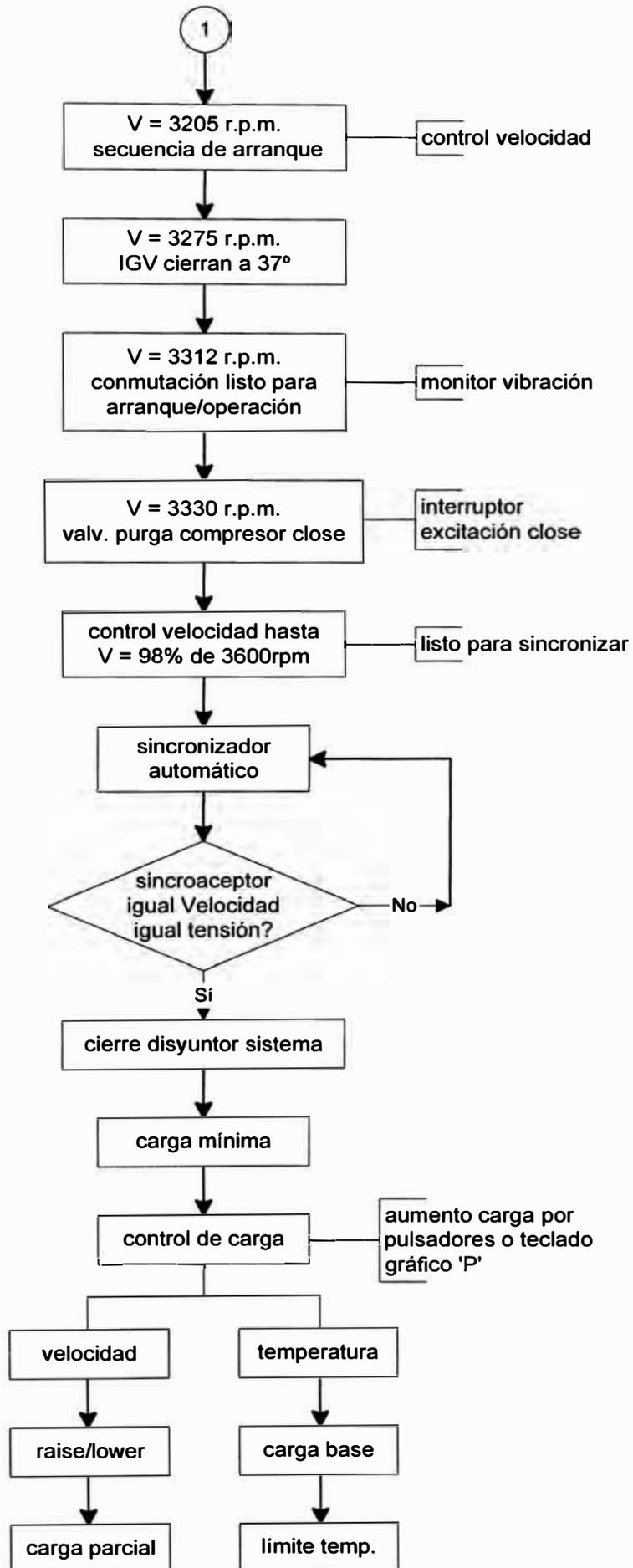
Flujograma 7.4: Precauciones durante la puesta en marcha



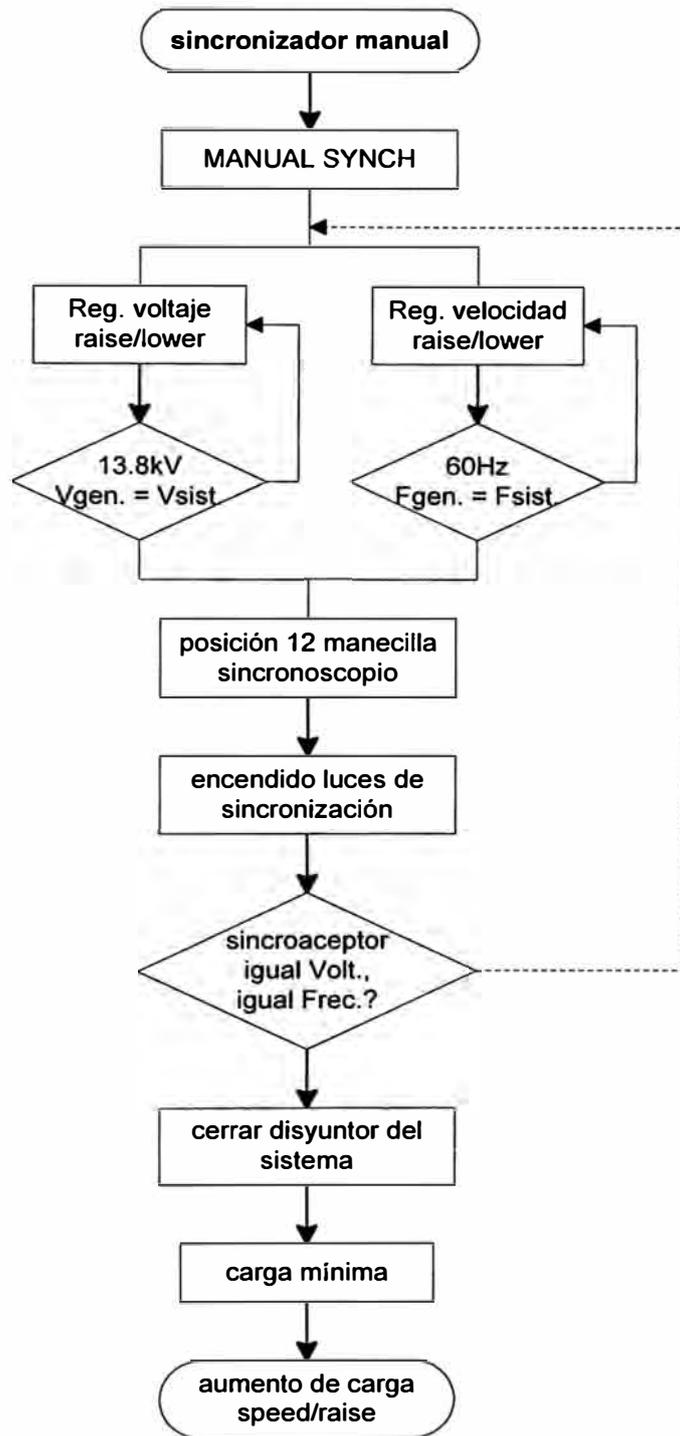
Flujograma 7.5: Observaciones y selecciones en el tablero



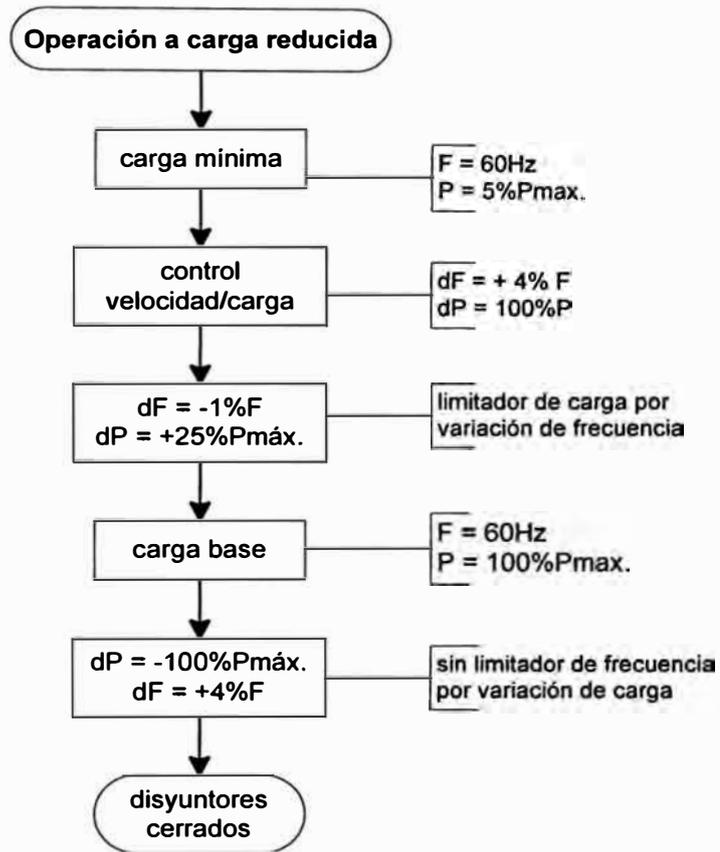
Flujograma 7.6: Puesta en marcha y carga automática



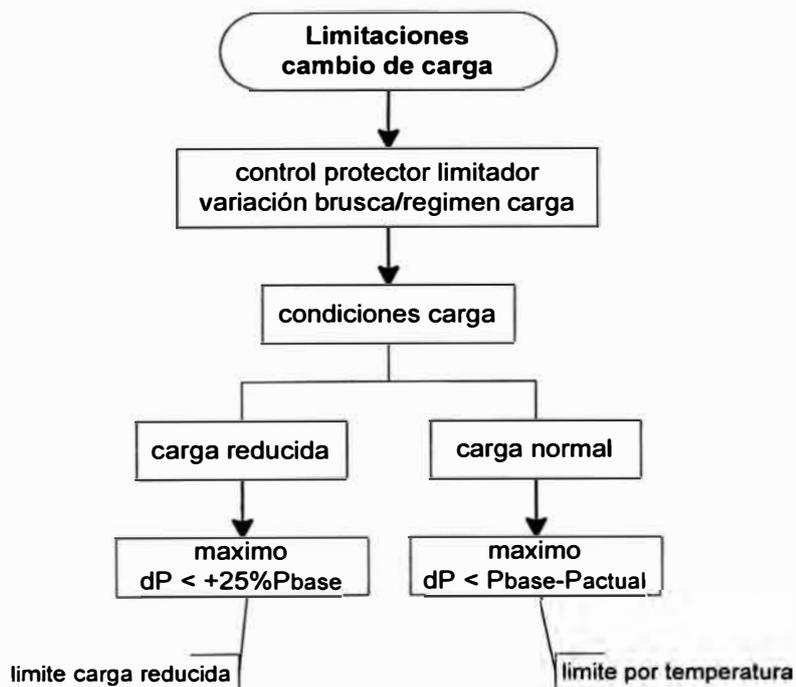
Flujograma 7.6: Puesta en marcha y carga automática (continuación)



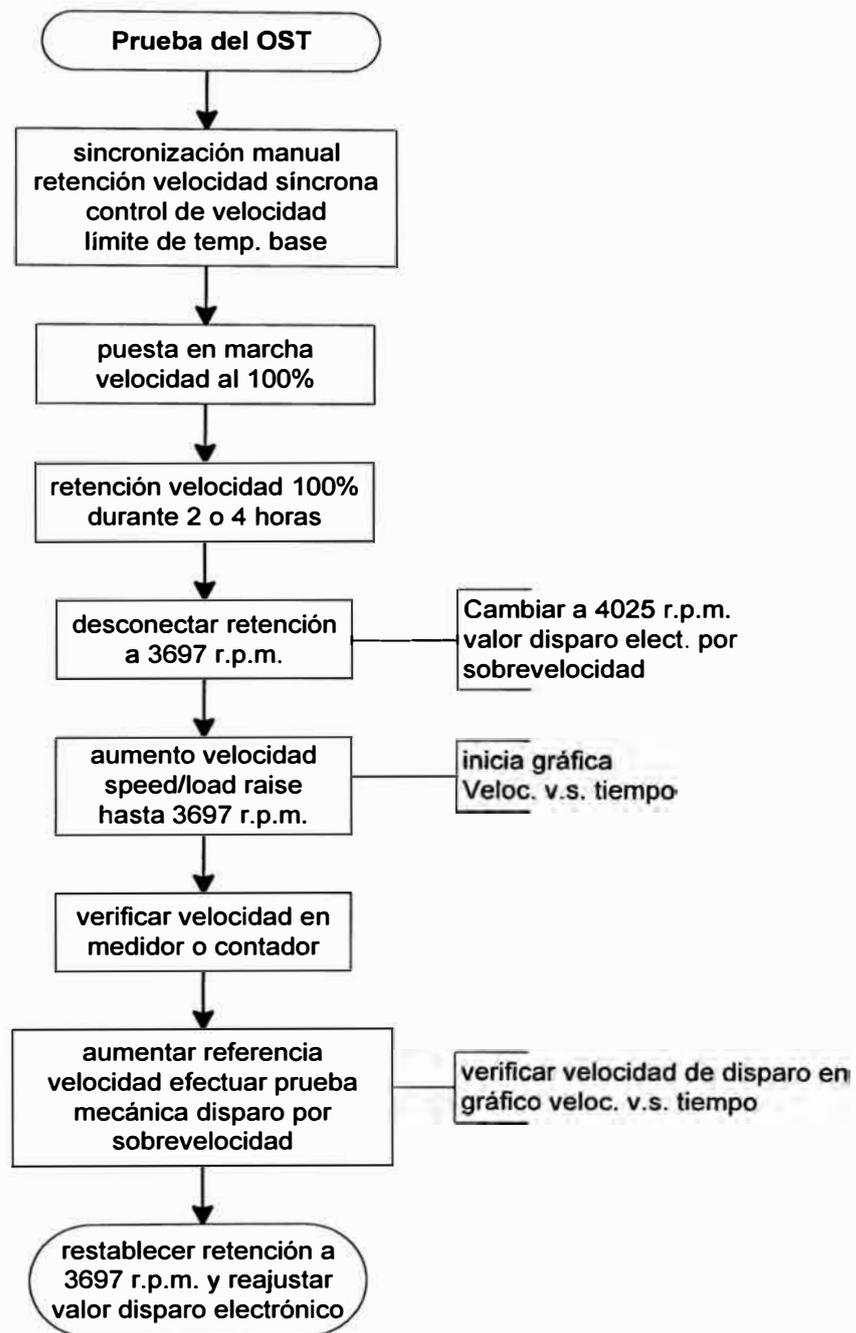
Flujograma 7.7: Sincronización manual



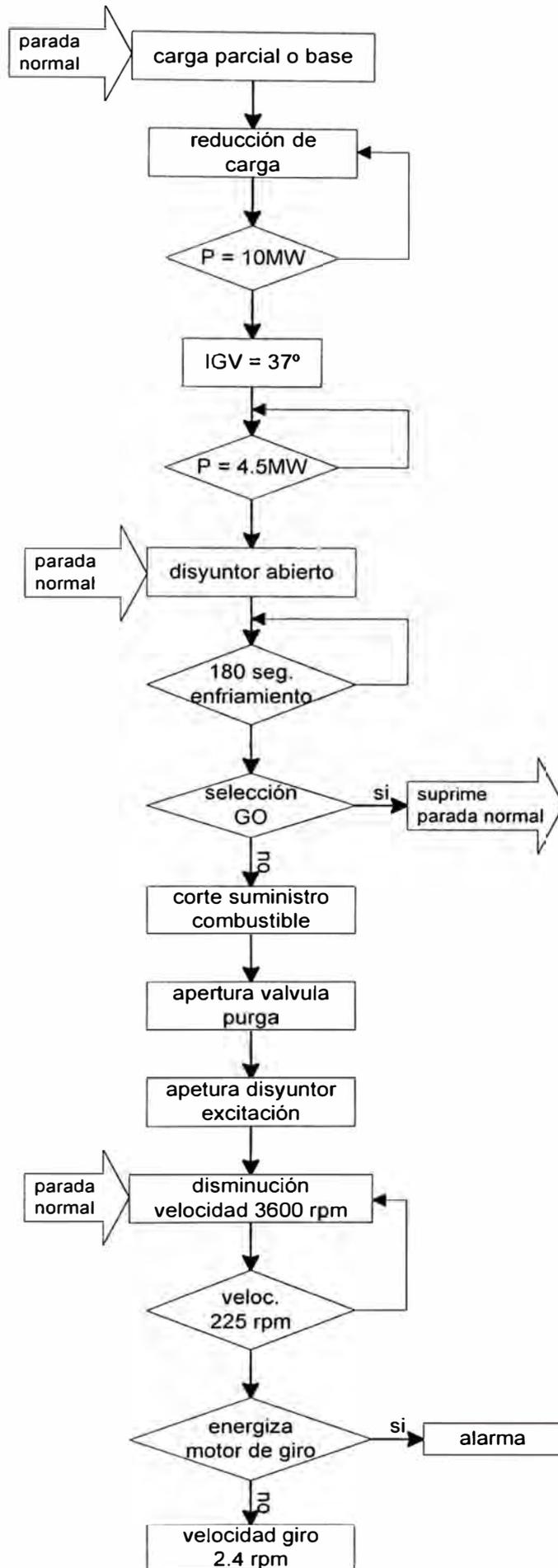
Flujograma 7.8: Operación a carga reducida



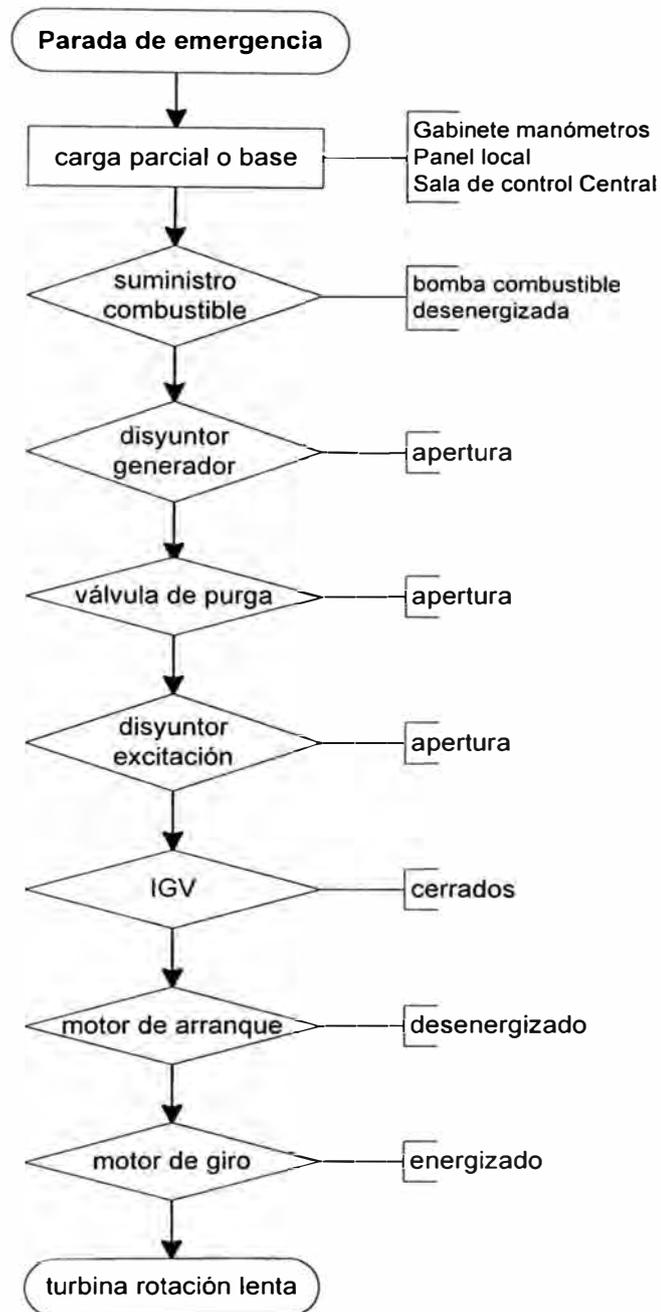
Flujograma 7.9: Cambio de carga instantáneo



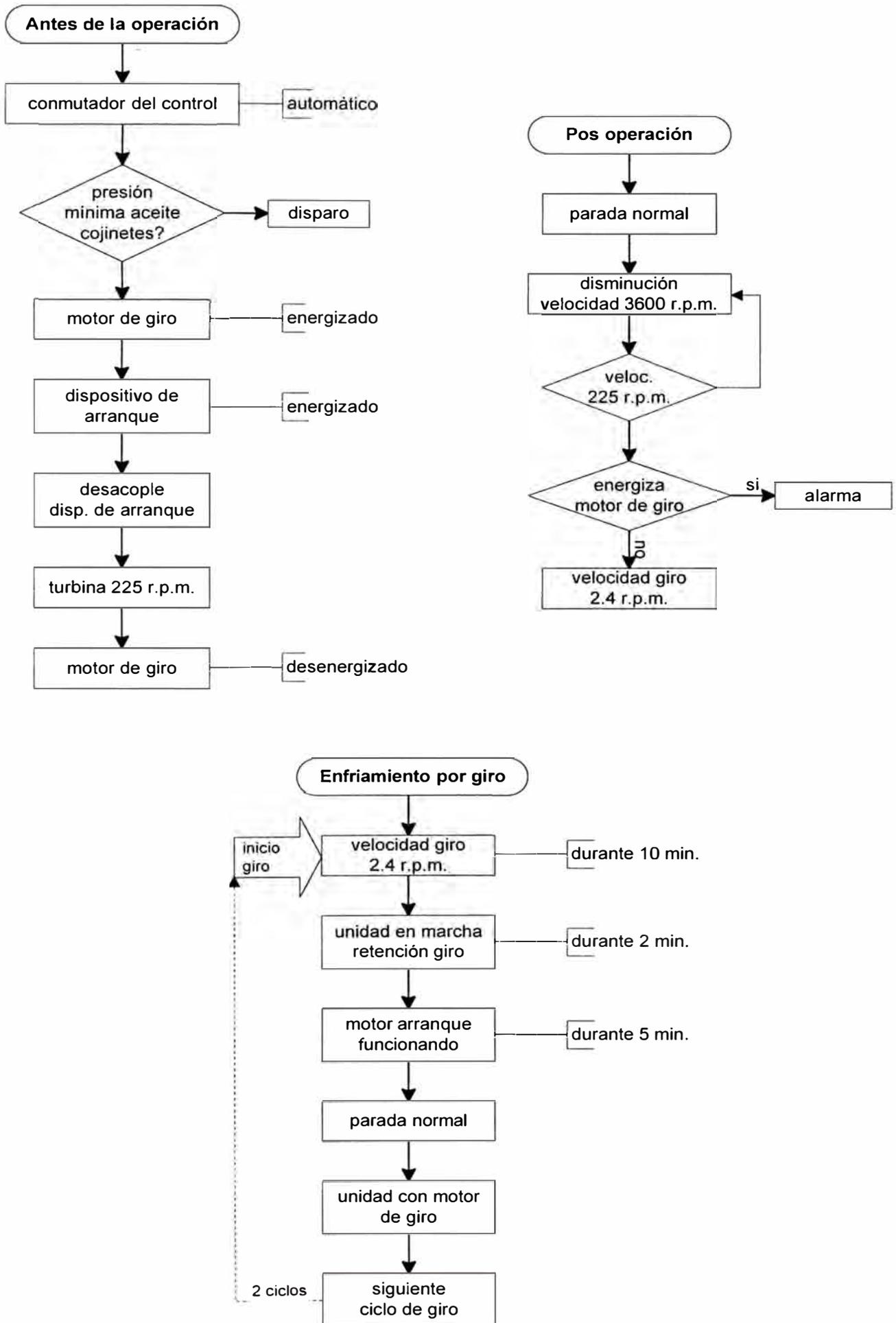
Flujograma 7.10: Prueba de disparo por sobrevelocidad



Flujograma 7.11: Procedimiento de parada normal



Flujograma 7.12: Parada de emergencia



Flujograma 7.13: Operación del motor de giro y enfriamiento por giro

CONCLUSIONES

Respecto a la operación e instalaciones de la central termoeléctrica W501D5, podemos mencionar lo siguiente:

- 1.- El sistema de control Power Logic II a través de controladores lógicos programables permite la operación confiable de la planta eléctrica, además, las herramientas de monitoréo, diagnósticos de fallas y eventos son una ventaja respecto a los sistemas de control electrónicos convencionales.
- 2.- El funcionamiento de la planta a la velocidad de giro (4 RPM) de manera permanente posibilita que esta pueda arrancarse en cualquier momento si así lo requiere la condición de emergencia, la recomendación respecto de que la turbina funcione a la velocidad de giro durante 24 horas antes del arranque es para no dañar el eje de la turbina y evitar el bandeo por el desbalance del mismo. Los niveles de vibración serían elevados y no permitirían el arranque.
- 3.- El arranque es inmediato, es decir, en aproximadamente 25 minutos la máquina puede estar generando potencia hasta en 100%, esto facilita su operación para casos de emergencia.
- 4.- Tanto la sincronización automática como la manual están protegidas por el Sincroceptor que chequea las condiciones de la planta y el sistema, sólo se cerrará el interruptor con el permiso de esta protección.

5.- En el sistema eléctrico interconectado, tenemos que ante oscilación de potencia el control de velocidad/carga del Power Logic II permite autoregular la carga de la central de tal forma de mantener la estabilidad en el sistema. Cuando la planta esta operando a carga parcial (25MW o más) y sucede un cambio de carga instantáneo, esta puede asumir hasta el 100% de la capacidad por límite de temperatura según condiciones ISO.

6.- En el caso de variación de frecuencia la central está programada desde fábrica en 4% (%Hz/MW); es decir una variación de frecuencia en 1% significará un aumento de carga del 25% de la potencia nominal.

7.- En casos de falta de energía eléctrica a través del sistema interconectado que alimentan los servicios auxiliares de la central, existen grupos electrógenos de emergencia que posibilitan el arranque, se ha tenido especial consideración con la protección para soportar la corriente de inserción al energizar el transformador de potencia de 220/13.8kV.

8.- En cuanto a la conservación del medio ambiente, los residuos de gas caliente contienen NOx con bajos niveles de contaminación, el ruido al funcionar la planta es bajo, debido a la fabricación acústica a modo de silenciador de la torre del exhaust y compartimentos de la turbina.

9.- La eficiencia térmica es relativamente baja. El Heat Rate en BTU/kWh para la turbina Westinghouse en etapa de prueba fue de 10600 BTU/kWh (32 % aproximadamente), el elevar la eficiencia de la planta significaría el ahorro de varios millones de dólares por año por consumo de combustible, el uso del gas sería una alternativa conveniente.

10.- Es posible mejorar la eficiencia de la planta adaptándola al ciclo Cheng, que tiene ventajas del arranque rápido entre 25 a 45 minutos, su eficiencia en el rango del 38 a 50%. La misma representaría invertir entre 210 y 230 US\$/kW adicionales. La capacidad de generación se incrementaría hasta en 80% más.

Para el caso de adaptación de la planta al ciclo Combinado tendría las desventajas del mayor costo, tiempo de arranque superior a 4 horas, aunque con rendimientos similares al ciclo Cheng.

ANEXO A

CUADRO RESUMEN DE EMPRESAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EXISTENTES

Empresas de generación eléctrica existentes

Generadora	Potencia Efectiva (MW)	Sistema Eléctrico
ELECTROPERU	780	SICN
ELECTROANDES	165	SICN
EGESUR	56.6	SISUR
EGASA	246.3	SISUR
EGENSA	141.1	SISUR
EDEGEL	779.8	SICN
EGENOR	396.8	SICN
ETEVENSA	524.2	SICN
AGUAYTIA	155	SICN
SHOUGESA	54.7	SICN
EGECAHUA	89.5	SICN
ENERSUR	237.8	SISUR

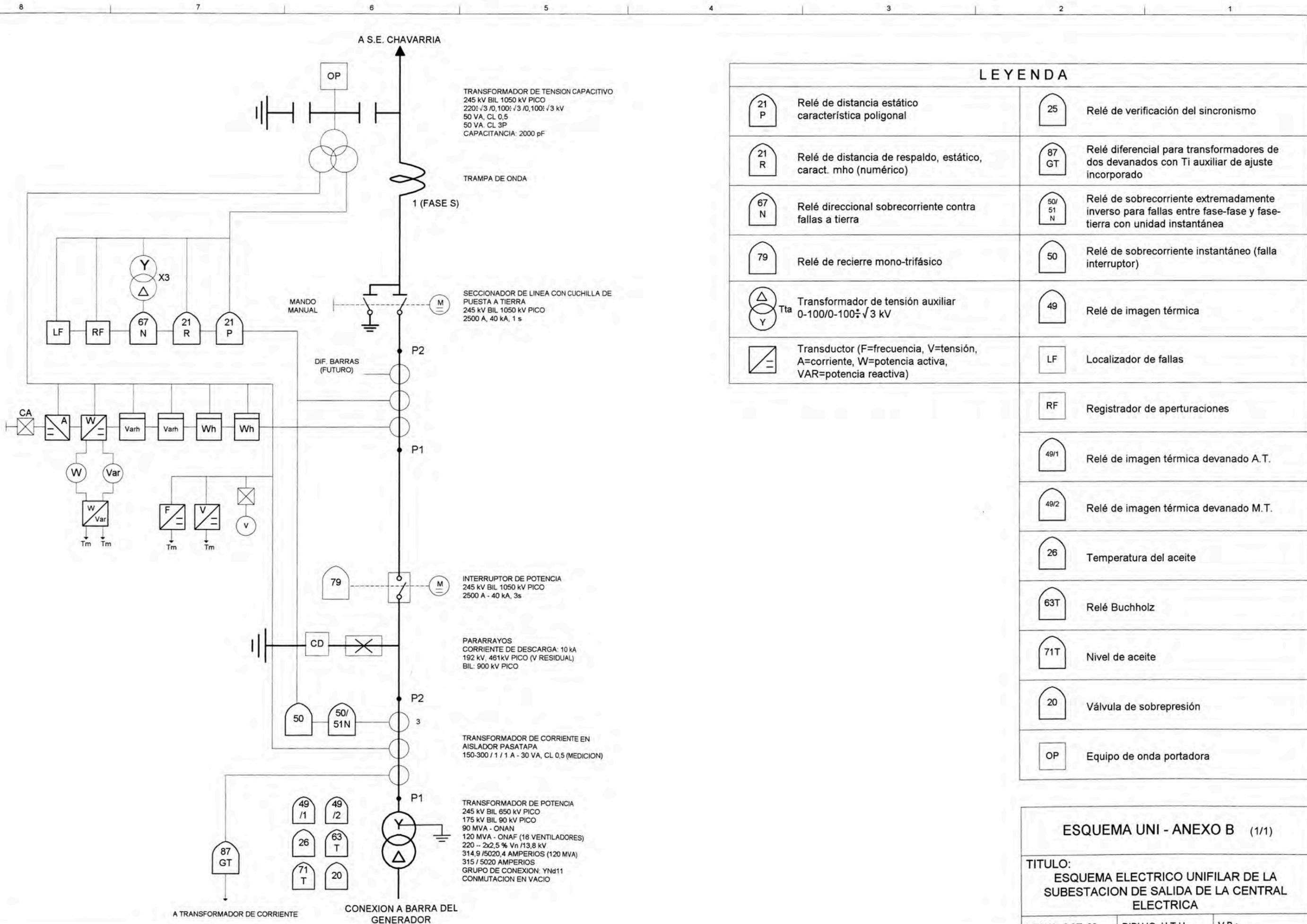
Grupos de la Central Termoeléctrica Ventanilla

Descripción	Potencia Efectiva (MW)	Combustible	Rendimiento (kg/kWh)
TG. VENTANILLA 1	90.9	Diesel 2	0.280
TG. VENTANILLA 2	94.2	Diesel 2	0.275
TG. VENTANILLA 3	154.3	Diesel 2	0.230
TG. VENTANILLA 4	153.8	Diesel 2	0.232

ANEXO B

ESQUEMA ELÉCTRICO UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN DE SALIDA DE LA CENTRAL ELECTRICA

PLANO 01



LEYENDA

	21 P	Relé de distancia estático característica poligonal		25	Relé de verificación del sincronismo
	21 R	Relé de distancia de respaldo, estático, caract. mho (numérico)		87 GT	Relé diferencial para transformadores de dos devanados con Ti auxiliar de ajuste incorporado
	67 N	Relé direccional sobrecorriente contra fallas a tierra		50/51 N	Relé de sobrecorriente extremadamente inverso para fallas entre fase-fase y fase-tierra con unidad instantánea
	79	Relé de recierre mono-trifásico		50	Relé de sobrecorriente instantáneo (falla interruptor)
	Tta	Transformador de tensión auxiliar 0-100/0-100√3 kV		49	Relé de imagen térmica
		Transductor (F=frecuencia, V=tensión, A=corriente, W=potencia activa, VAR=potencia reactiva)		LF	Localizador de fallas
	RF	Registrador de aperturas		49/1	Relé de imagen térmica devanado A.T.
	49/2	Relé de imagen térmica devanado M.T.		26	Temperatura del aceite
	63T	Relé Buchholz		71T	Nivel de aceite
	20	Válvula de sobrepresión		OP	Equipo de onda portadora

ESQUEMA UNI - ANEXO B (1/1)

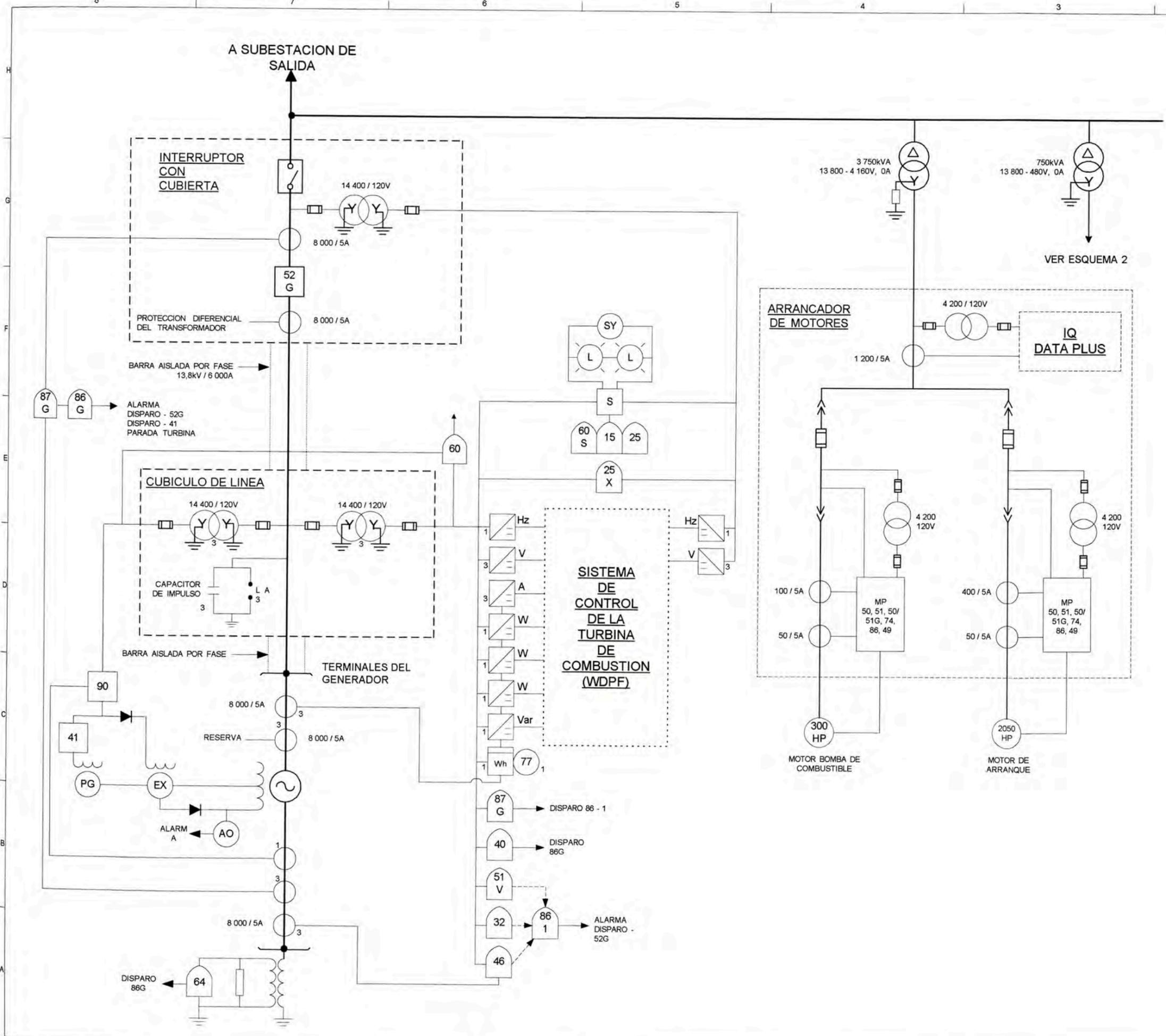
TITULO:
ESQUEMA ELECTRICO UNIFILAR DE LA SUBESTACION DE SALIDA DE LA CENTRAL ELECTRICA

FECHA: OCT. 99 DIBUJO: H.T.H. V.B.:

ANEXO C

ESQUEMAS ELÉCTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA DE TURBINA 501D5 – WESTINGHOUSE

PLANO 02



LEYENDA

- 15 SPEED MATCHER (AUTO SINCRONIZADOR)
- 25 SINCRONIZADOR AUTOMATICO
- 25 X SYNCHRO ACCEPTOR
- 32 RELÉ DE POTENCIA INVERSA
- 40 RELÉ DE PÉRDIDA DE CAMPO
- 41 SWITCH DE EXCITACIÓN
- 46 RELÉ DE BALANCE DE FASE
- 49 RELÉ TÉRMICO
- 50 51 RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO Y TEMPORIZADO
- 51 V RELÉ DE SOBRECORRIENTE CON TENSIÓN CONTROLADA
- 52 G INTERRUPTOR DEL GENERADOR
- 60 RELÉ DE BALANCE DE TENSIÓN
- 60 S VOLTAGE MATCHER (AUTO SINCRONIZADOR)
- 64 RELÉ DE FALLA A TIERRA DEL GENERADOR
- 77 TRANSMISOR DE PULSOS
- 81 G RELÉ DE FRECUENCIA DEL GENERADOR
- 86 RELÉ LOCKOUT (86-1 86-G)
- 87 G RELÉ DIFERENCIAL DEL GENERADOR
- 90 REGULADOR DE VOLTAJE
- A AMPERÍMETRO
- AO DETECTOR AUTOMÁTICO DE CAMPO A TIERRA
- EX EXCITATRIZ
- L LAMPARA
- MP IQ - 1000
- PG GENERADOR DE IMAN PERMANENTE
- S SWITCH
- SY SINCRONOSCOPIO
- Wh MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA
- Transductor symbol TRANSDUCTOR

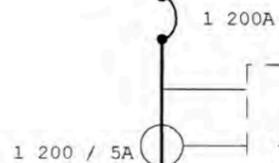
ESQUEMA UNI - ANEXO C (1/2)

TITULO:
ESQUEMA ELECTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA DE TURBINA 501D5 - WESTINGHOUSE

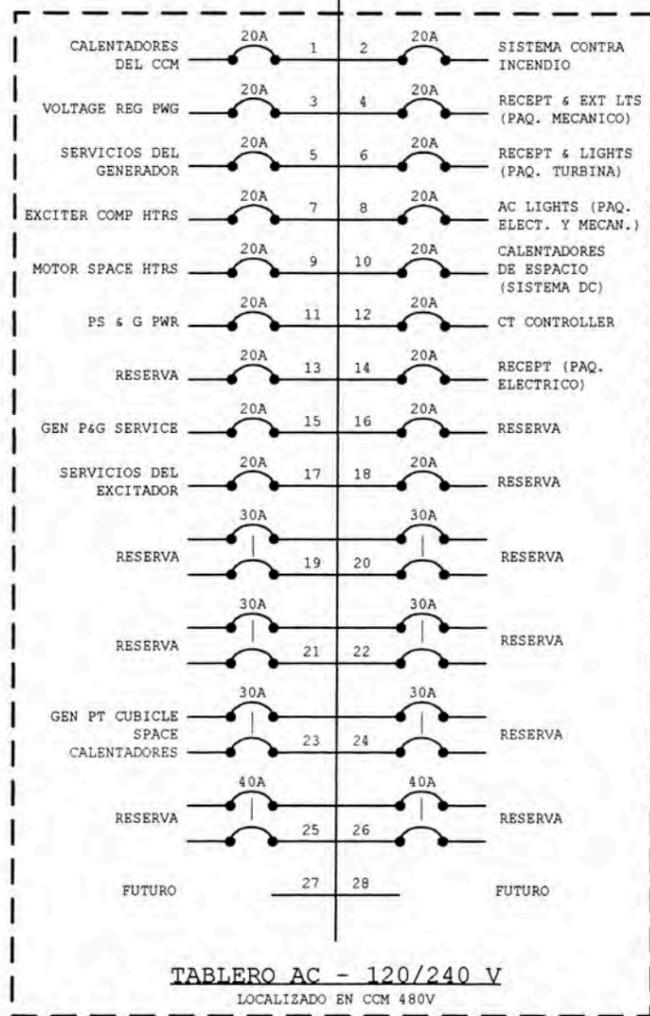
FECHA: OCT. 99	DIBUJO: H.T.H.	V.B.:
----------------	----------------	-------

PLANO 03

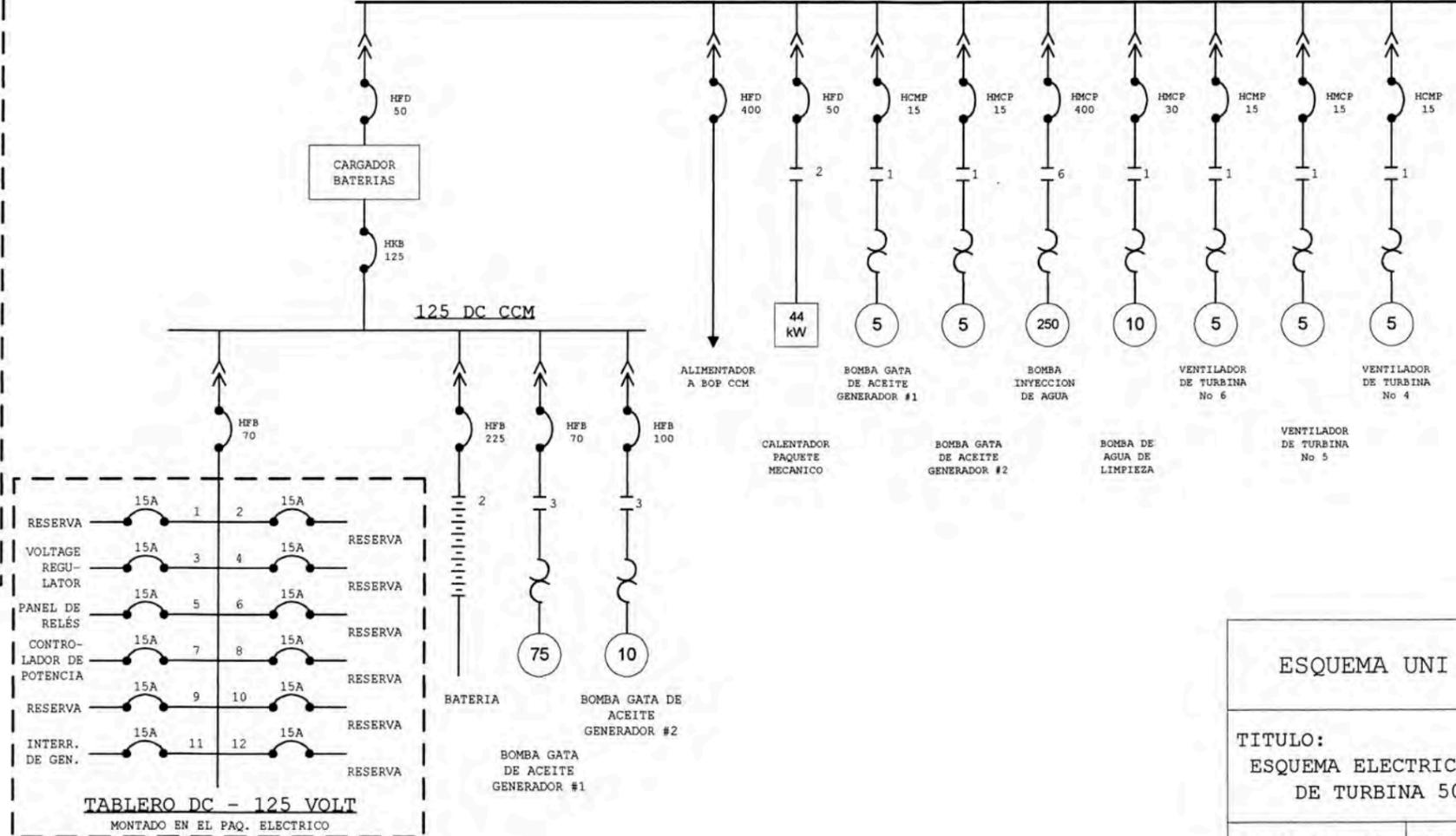
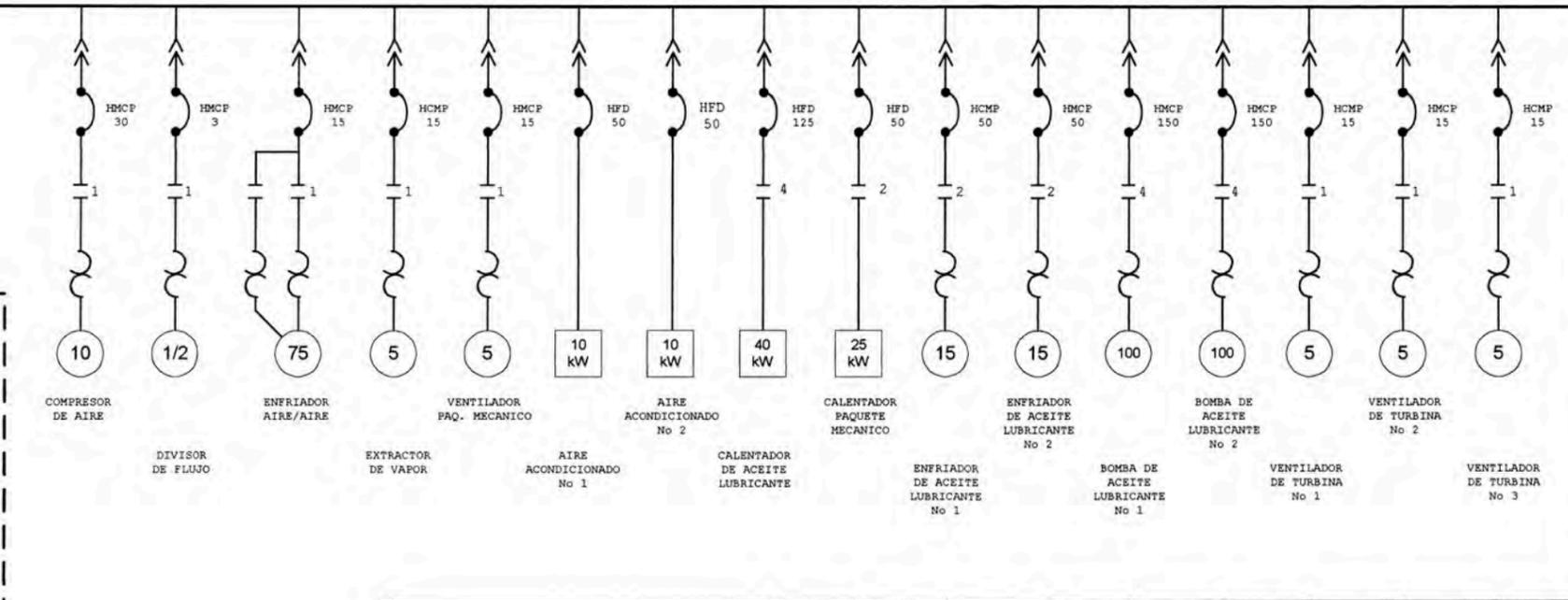
DE ESQUEMA 1



IO
DATA PLUS



TABLERO AC - 120/240 V
LOCALIZADO EN CCM 480V



TABLERO DC - 125 VOLT
MONTADO EN EL PAQ. ELECTRICO

ESQUEMA UNI - ANEXO C (2/2)

TITULO:
ESQUEMA ELECTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA DE TURBINA 501D5 - WESTINGHOUSE

FECHA: OCT. 99 DIBUJO: H.T.H. V.B.:

ANEXO D

DIAGRAMAS DEL SISTEMA BASICO DE CONTROL Y CARACTERISTICA REDUNDANTE

DIAGRAMA DE BLOQUES DE CONTROL DE TRANSMISORES - CARACTERISTICA REDUNDANTE

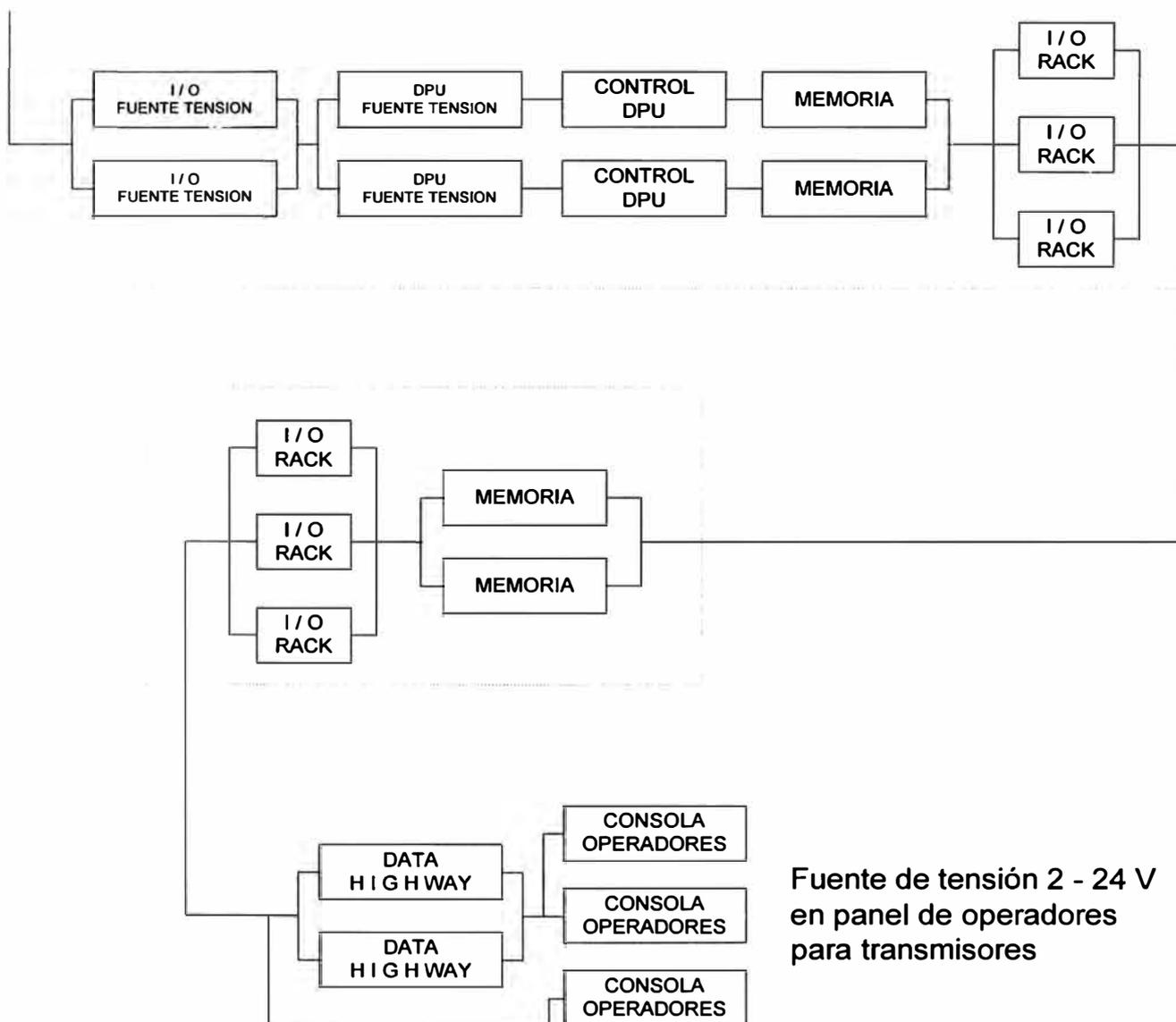
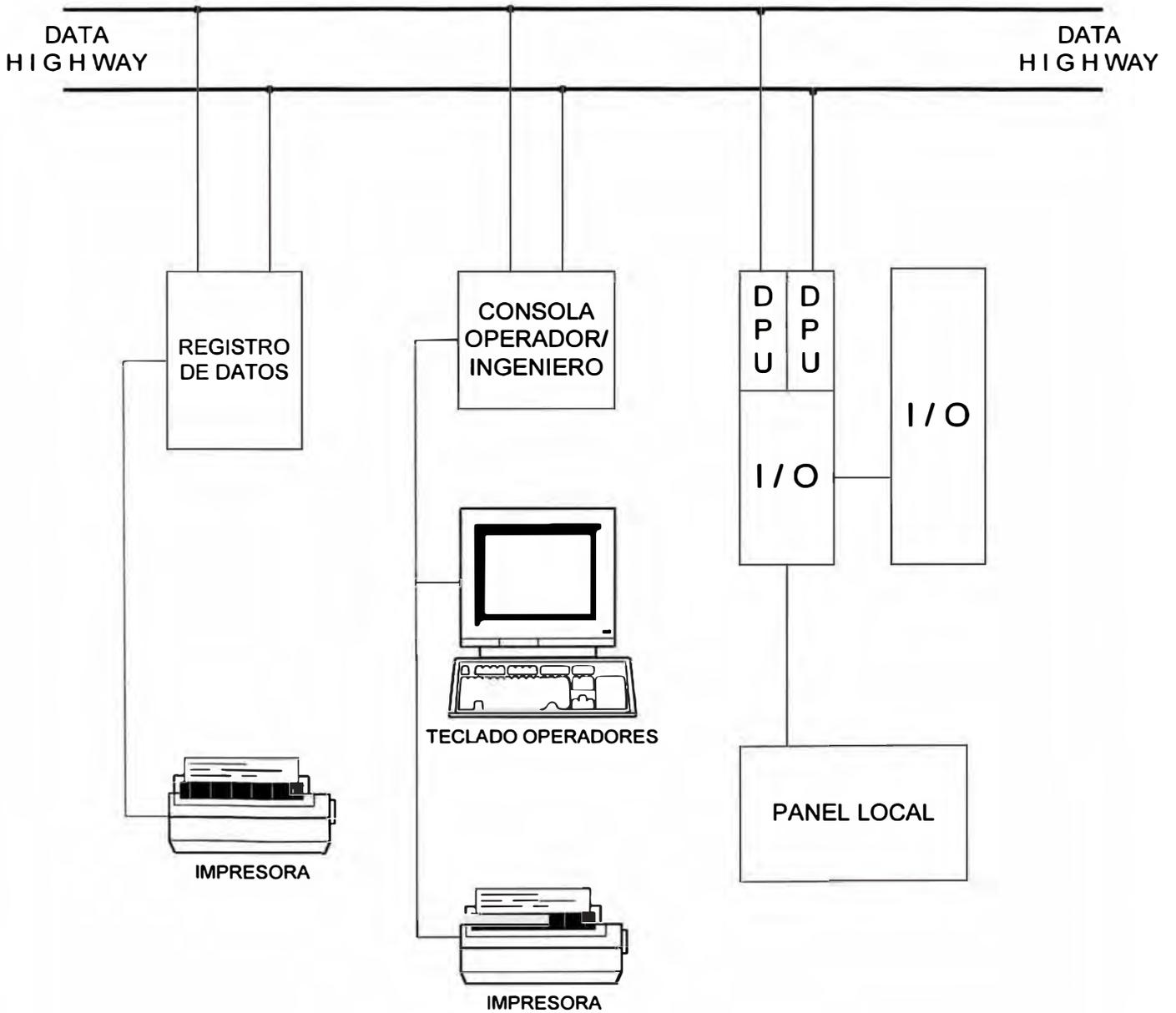


DIAGRAMA BASICO DE CONTROL POWERLOGIC II 501D5



ANEXO E

ESQUEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y TUBERÍAS DEL SISTEMA DE LA TURBINA A GAS

PLANO 04

TURBINA A GAS W501D5 Y SERVICIOS AUXILIARES
ESQUEMAS DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS
PARA

ELECTROPERU S.A.

LA PAMPILLA

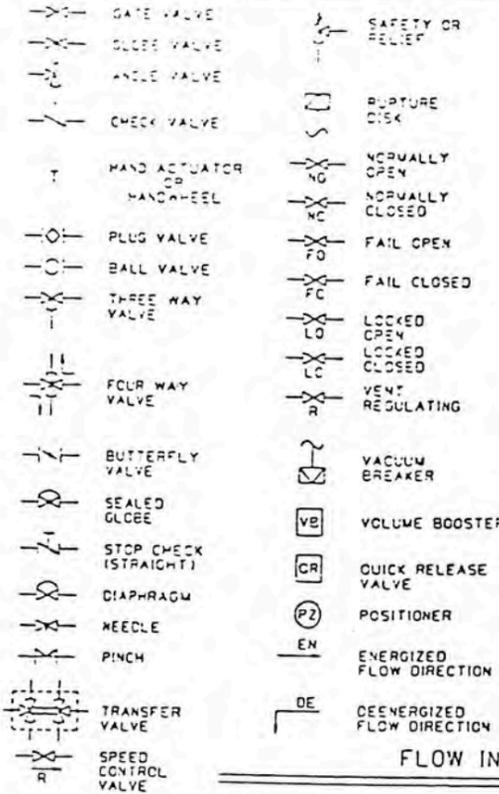
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION
POWER GENERATION PROJECTS DIVISION
ORLANDO, FLORIDA

SISTEMA	TITULO	PLANO
AA	AIRE DE ATOMIZACION	8
AP	PURGA DISTRIBUIDOR DE AIRE DE ATOMIZACION	8
CA	AIRE DE ENFRIAMIENTO DEL ROTOR	6
CB	ALABES DEL COMPRESOR	6
CD	DRENAJE DEL COMBUSTOR	6
CW	LAVADO DEL COMPRESOR	10
ES	INSTRUMENTOS DE SUPERVISION	3
FO	COMBUSTIBLE	7
IA	AIRE DE INSTRUMENTACION	9
AG	ALABES GUIA DE INGRESO DE AIRE	6
JO	GATAS DE ACEITE DEL GENERADOR	4
LO	ACEITE DE LUBRICACION	4, 5
OF	SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE	7
OS	LUBRICACION DE DISPARO POR SOBREVELOCIDAD	4
SA	SELLO DE AIRE DEL COJINETE DEL COMPRESOR	6

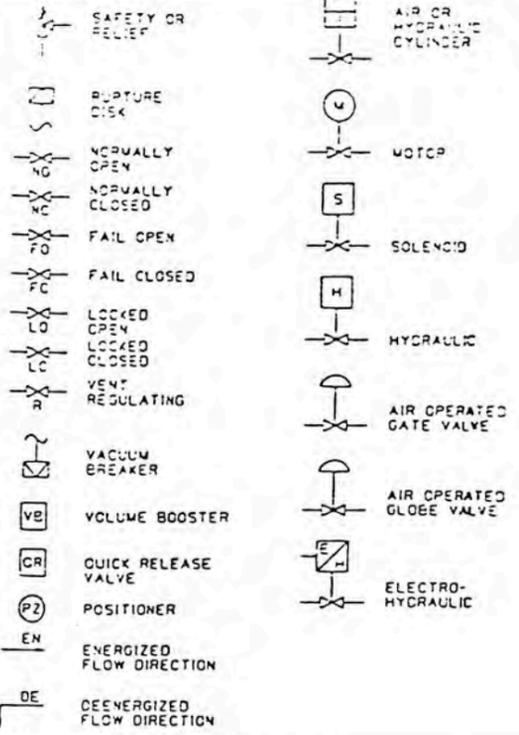
PAGINA DE TITULOS		
ESQUEMA UNI - ANEXO E (1/10)		
Westinghouse Electric Corporation COMBUSTION TURBINE OPERATIONS		
TITULO: ESQUEMA DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS DEL SISTEMA DE TURBINA A GAS		
FECHA: SET. 99	DIBUJO: H.T.H.	V.B.:

PLANO 05

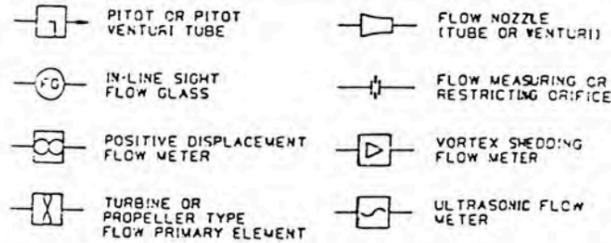
VALVE SYMBOLS



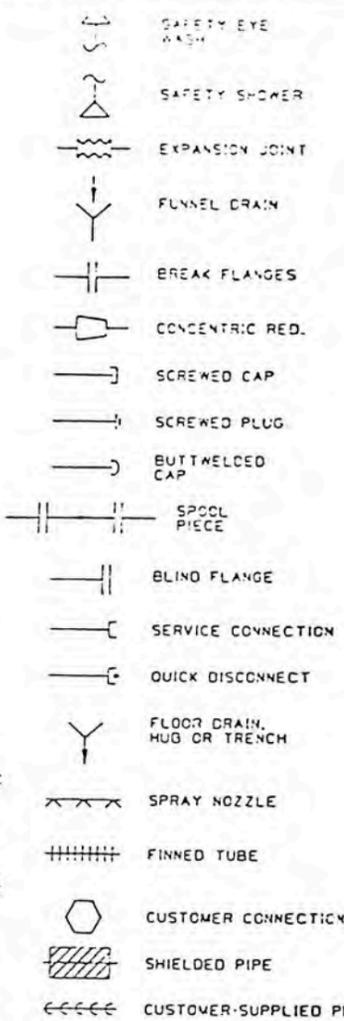
SYMBOLS



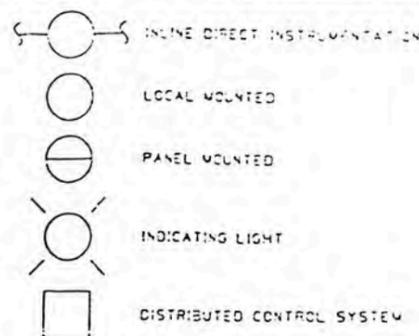
FLOW INDICATORS



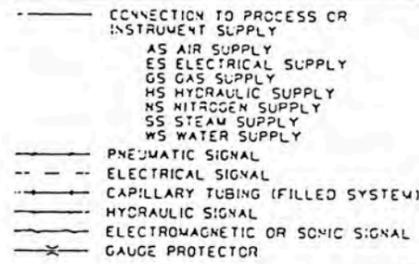
PIPING SYMBOLS



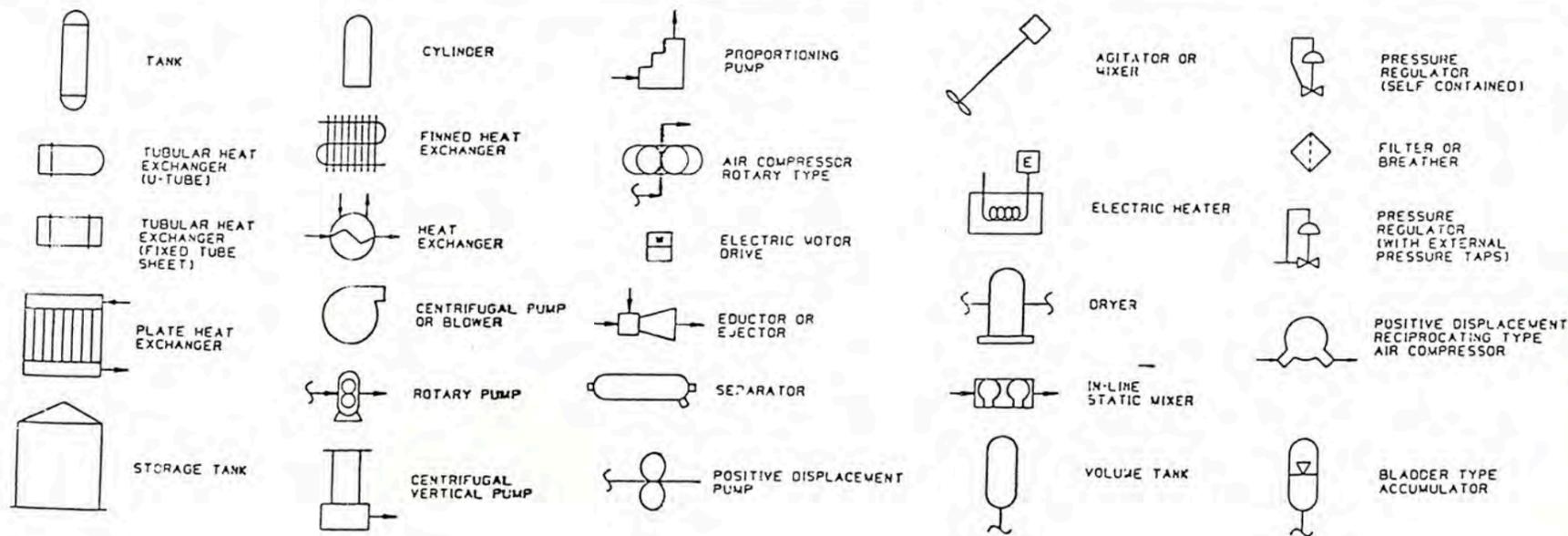
INSTRUMENTATION SYMBOLS



INSTRUMENT LINE SYMBOL



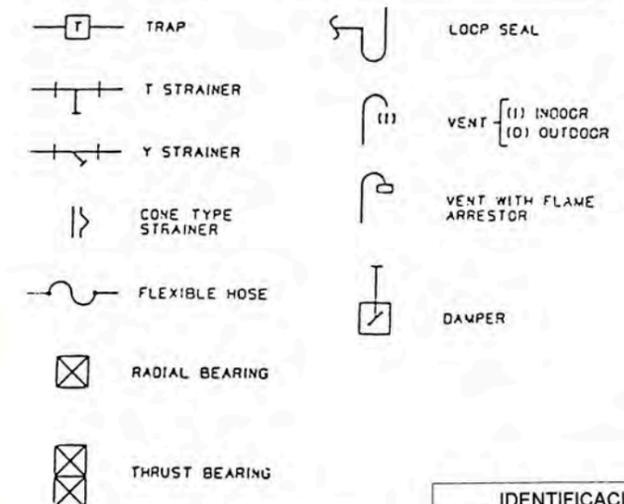
EQUIPMENT SYMBOLS



INSTRUMENT IDENTIFICATION LETTERS

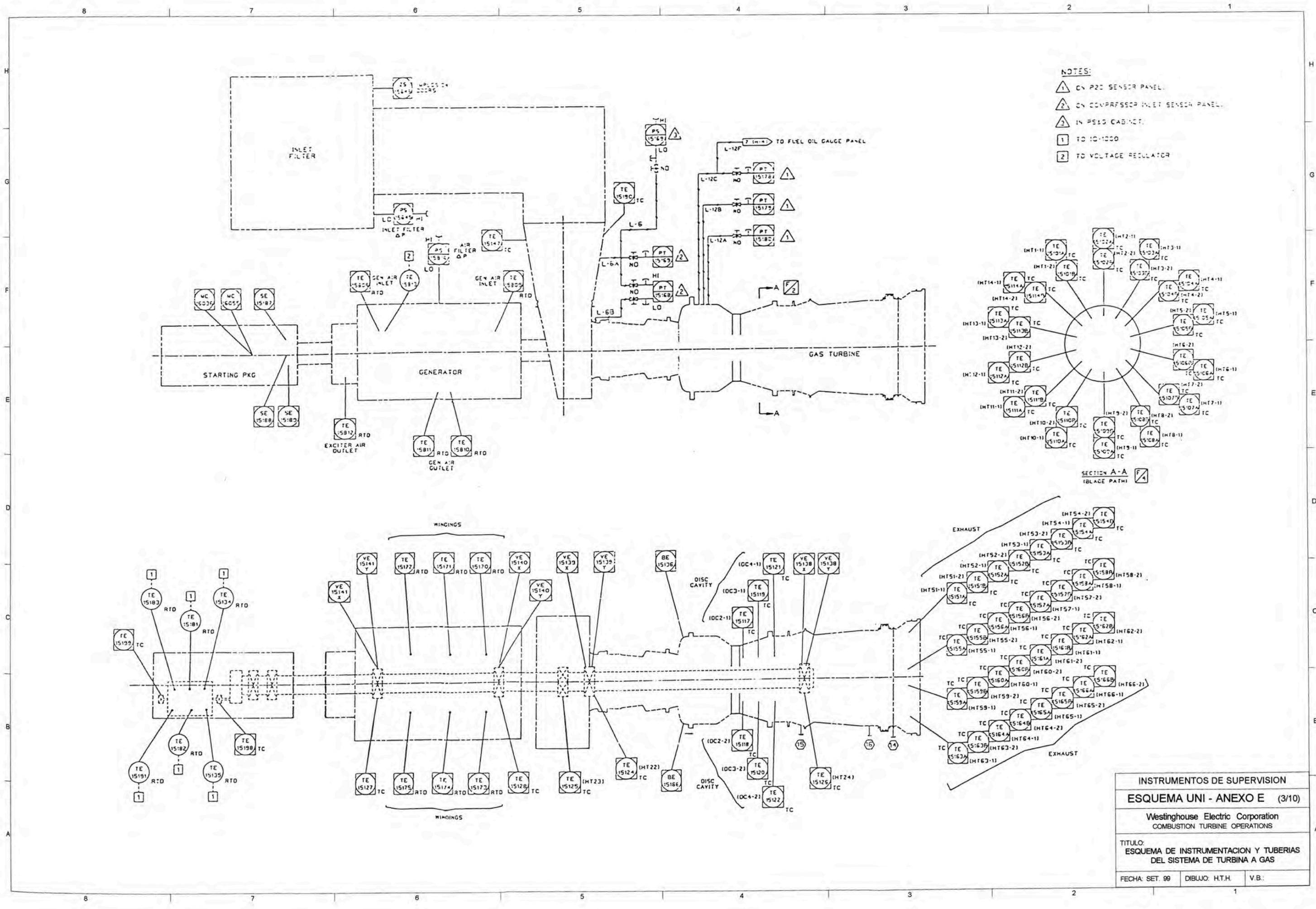
	FIRST LETTER	SECOND LETTER	
	MEASURED OR INITIATING VARIABLE	READOUT OR PASSIVE FUNCTION	OUTPUT FUNCTION
A	ANALYSIS	ALARMA	
B	BURNER FLAME	BUTTON	
C	CONDUCTIVITY (ELECTRICAL) OR CHECK		CONTROL
D	DENSITY (MASS)		
E	VOLTAGE (EMF)	SENSOR OR PRIMARY ELEMENT	
F	FLOW, FLOW RATE, OR RATIO (FRACTION)		
G	GAUGING (DIMENSIONAL)	GLAS	
H	HAND (MANUALLY INITIATED)		HIGH
I	CURRENT (ELECTRICAL)	INDICATOR	
J	POWER OR SCAN		
K	TIME, TIME SCHEDULE, OR TIME RATE OF CHANGE		CONTROL STATION
L	LEVEL	LIGHT (PILOT)	LOW
M	MOISTURE, HUMIDITY OR MOTOR		MODULATOR, MIDDLE OR INTERMEDIATE
O		ORIFICIE (RESTRICTION)	
P	PRESSURE, PUSH, OR PROTECTIVE	POINT (TEST CONNECTION)	
Q	QUANTITY OR EVENT	INTERGRATE OR TOTALIZE	
R	RADIOACTIVITY OR RELIEF	RECORD OR PRINT	RELAY OR REGULATOR
S	SPEED, FREQUENCY, SAFETY, OR SOLENOID	STATUS	SWITCH
T	TEMPERATURE		TRANSMITTER OR TRANSDUCTOR
U	MULTIVARIABLE	MULTIFUNCION	MULTIFUNCION
V	VIBRATION		VALVE, DAMPER, OR LOUVER
W	WEIGHT OR FORCE	WELL	
Y	DISPLACEMENT		COMPUTE
Z	POSITION		DRIVER, ACTUATOR OR UNCLASSIFIED FINAL CONTROL ELEMENT

SPECIALTY

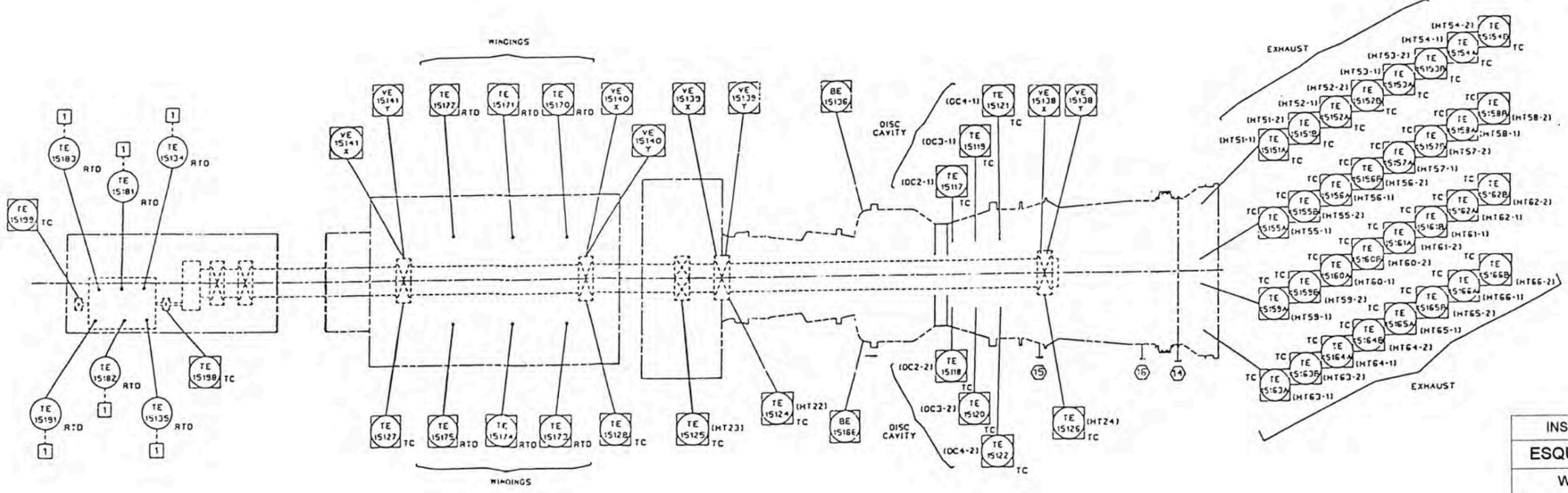
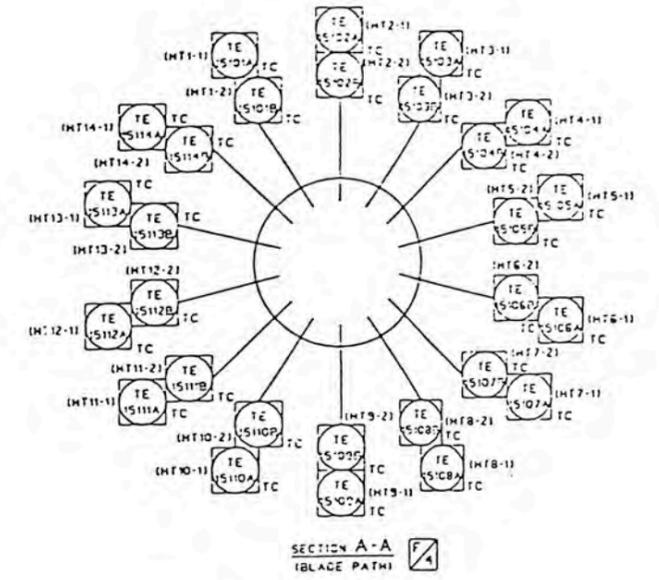


IDENTIFICACION DE SIMBOLOS		
ESQUEMA UNI - ANEXO E (2/10)		
Westinghouse Electric Corporation COMBUSTION TURBINE OPERATIONS		
TITULO: ESQUEMA DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS DEL SISTEMA DE TURBINA A GAS		
FECHA: SET. 99	DIBUJO: H.T.H.	V.B.:

PLANO 06

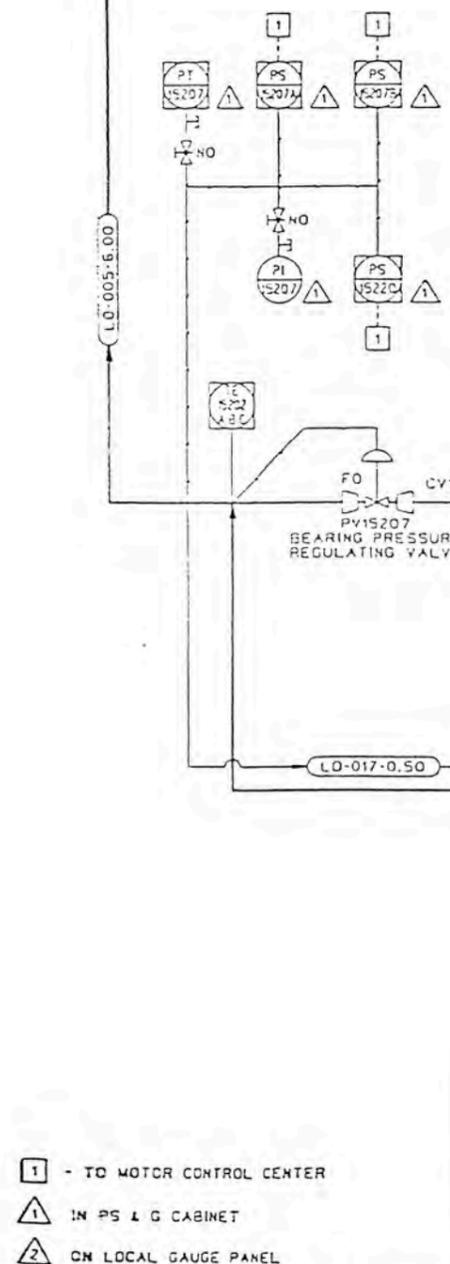


- NOTES:**
- △ 1 ON P20 SENSOR PANEL.
 - △ 2 ON COMPRESSOR INLET SENSOR PANEL.
 - △ 3 IN PS10 CABINET.
 - 1 TO IO-1000
 - 2 TO VOLTAGE REGULATOR



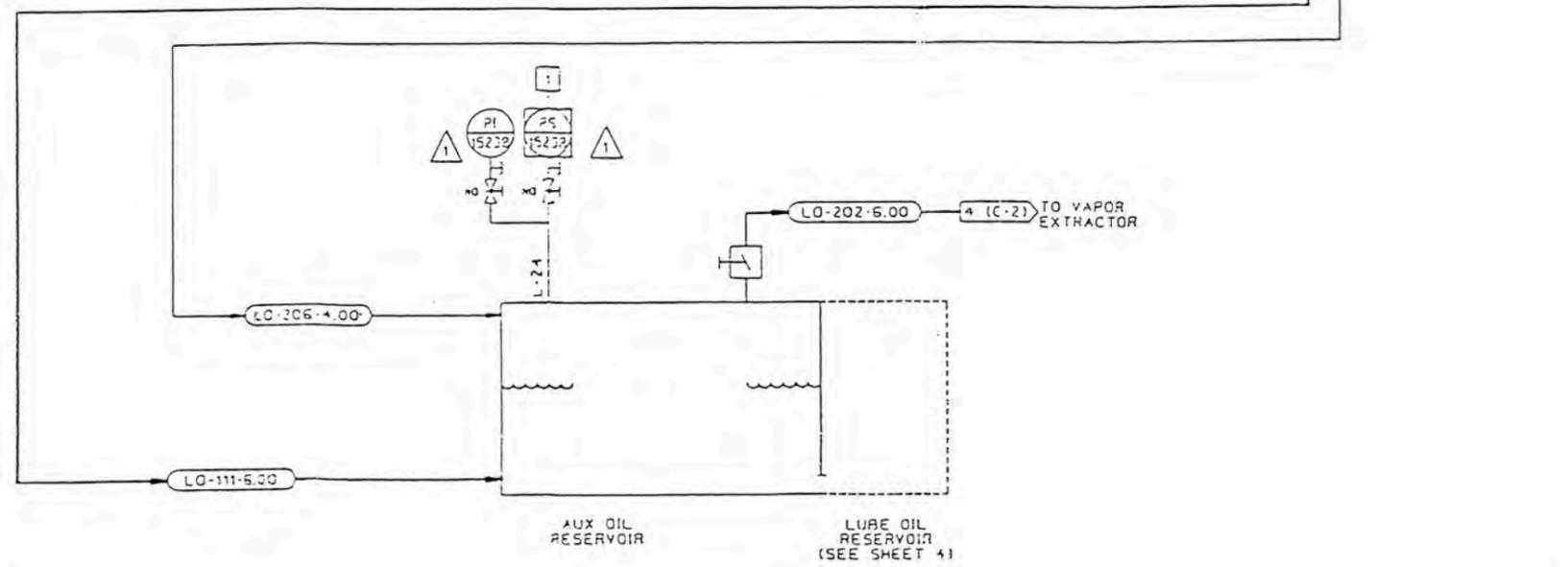
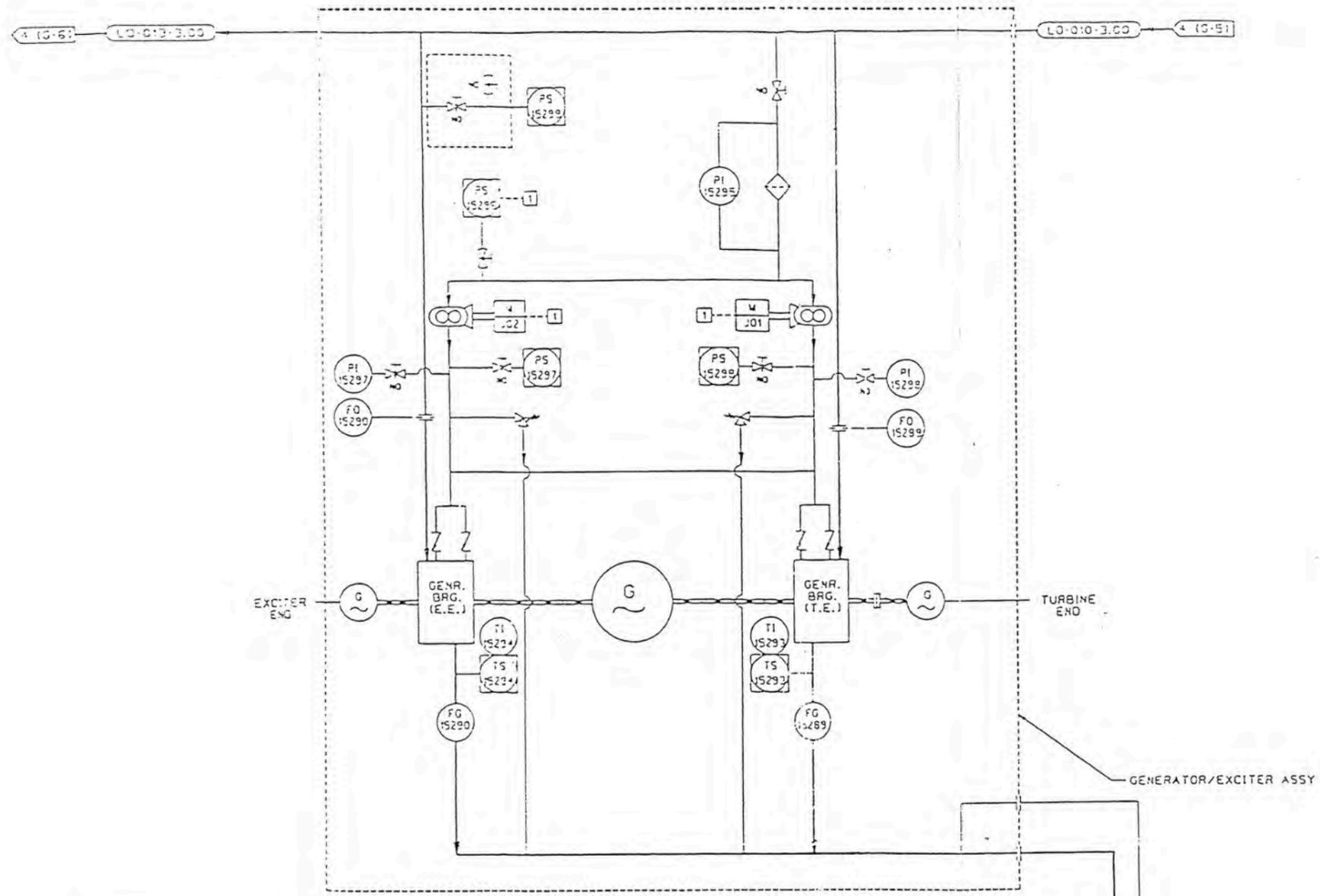
INSTRUMENTOS DE SUPERVISION		
ESQUEMA UNI - ANEXO E (3/10)		
Westinghouse Electric Corporation COMBUSTION TURBINE OPERATIONS		
TITULO: ESQUEMA DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS DEL SISTEMA DE TURBINA A GAS		
FECHA: SET. 99	DIBUJO: H.T.H.	V.B.:

PLANO 07



SISTEMA DE ACEITE DE LUBRICACION
SISTEMA DE LUBRICACION DEL DISPARO POR SOBREVELOCIDAD
ESQUEMA UNI - ANEXO E (4/10)
 Westinghouse Electric Corporation
 COMBUSTION TURBINE OPERATIONS
 TITULO:
 ESQUEMA DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS DEL SISTEMA DE TURBINA A GAS
 FECHA: SET. 99 DIBUJO: H.T.H. V.B.

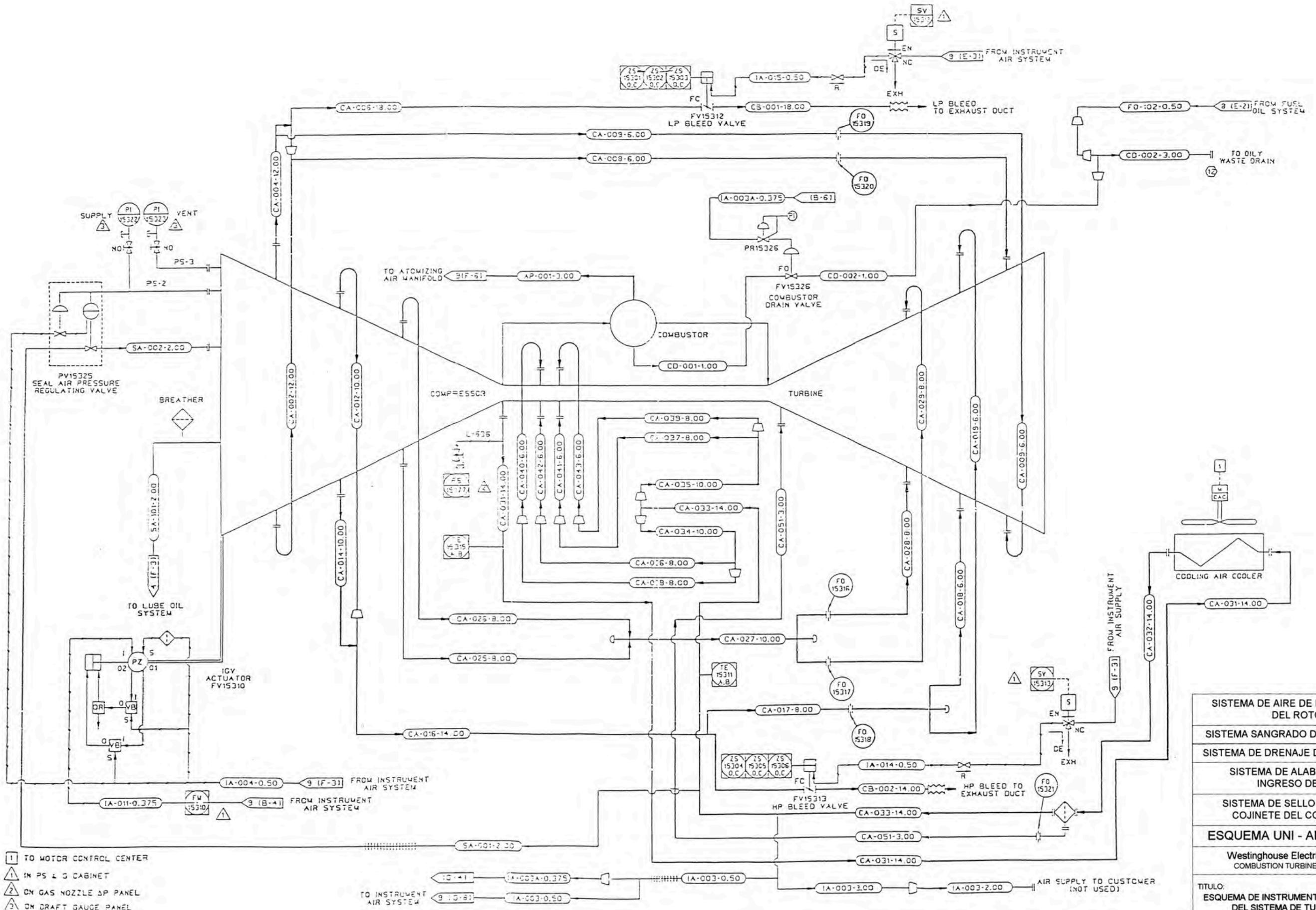
PLANO 08



1 - TO MOTOR CONTROL CENTER
1 - ON LOCAL GAUGE PANEL

SISTEMA DE ACEITE DE LUBRICACION		
SISTEMA DE LUBRICACION DE GATAS DE ACEITE DEL GENERADOR		
ESQUEMA UNI - ANEXO E (5/10)		
Westinghouse Electric Corporation COMBUSTION TURBINE OPERATIONS		
TITULO: ESQUEMA DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS DEL SISTEMA DE TURBINA A GAS		
FECHA: SET. 99	DIBUJO: H.T.H.	V.B.:

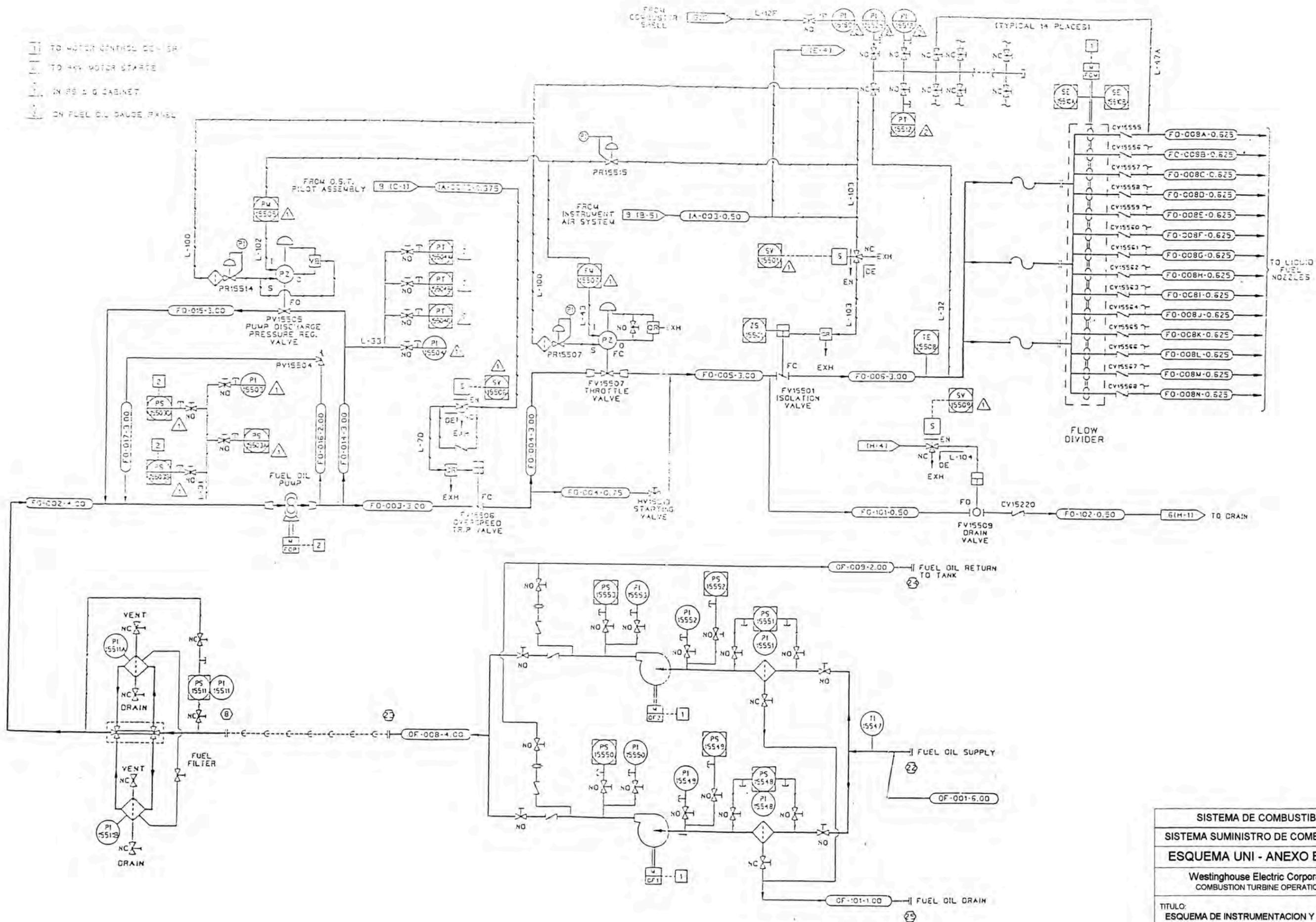
PLANO 09



- 1 TO MOTOR CONTROL CENTER
- 2 IN PS 4 S CABINET
- 3 ON GAS NOZZLE SP PANEL
- 4 ON DRAFT GAUGE PANEL

SISTEMA DE AIRE DE ENFRIAMIENTO DEL ROTOR
SISTEMA SANGRADO DEL COMPRESOR
SISTEMA DE DRENAJE DEL COMBUSTOR
SISTEMA DE ALABES GUIA DE INGRESO DE AIRE
SISTEMA DE SELLO DE AIRE DEL COJINETE DEL COMPRESOR
ESQUEMA UNI - ANEXO E (6/10)
Westinghouse Electric Corporation COMBUSTION TURBINE OPERATIONS
TITULO: ESQUEMA DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS DEL SISTEMA DE TURBINA A GAS
FECHA: SET. 99 DIBUJO: H.T.H. V.B:

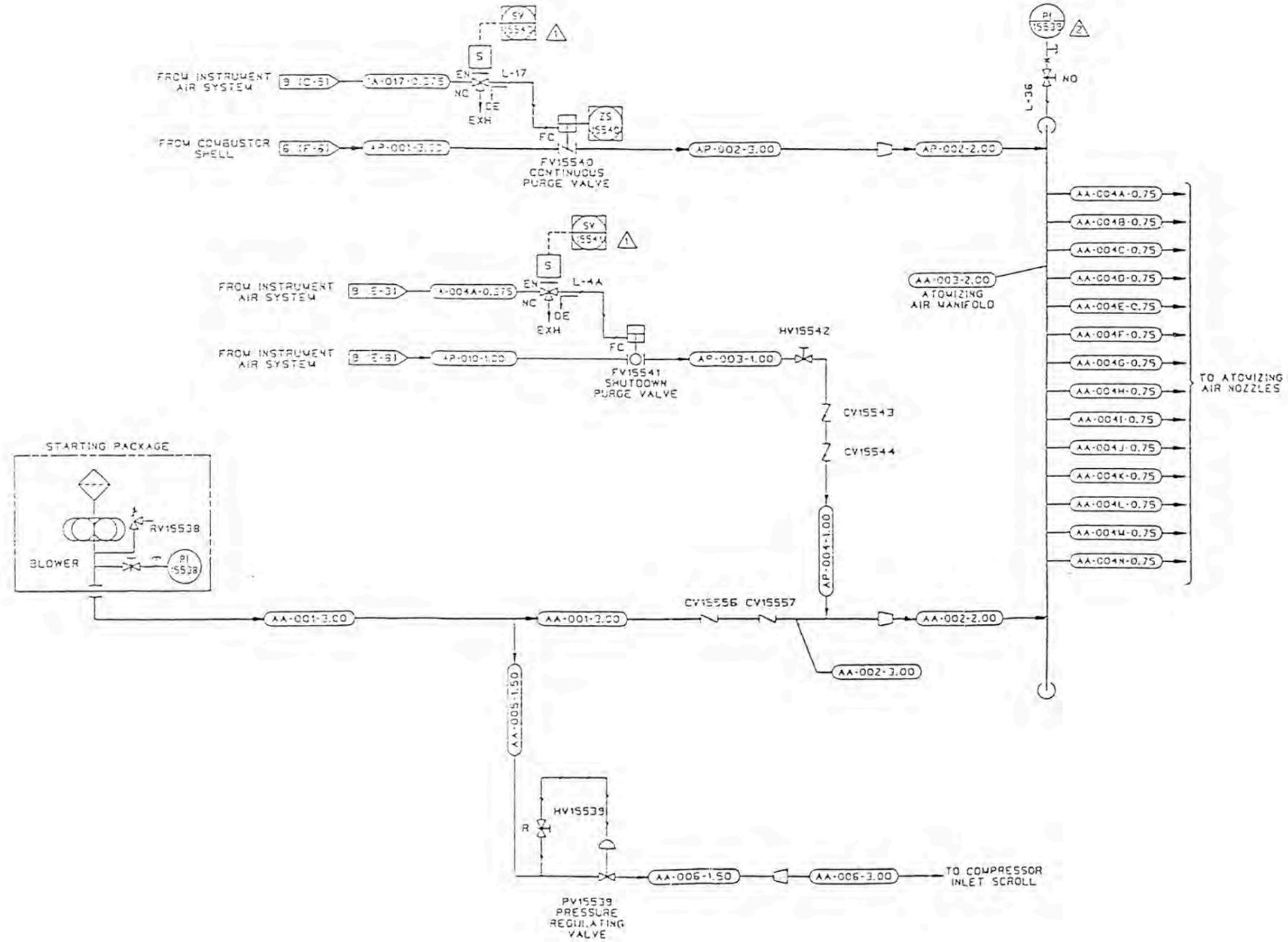
PLANO 010



- TO WATER CONTROL DEL-58
- TO 444 MOTOR STARTER
- IN P5 & Q CABINET
- ON FUEL OIL GAUGE PANEL

SISTEMA DE COMBUSTIBLE		
SISTEMA SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE		
ESQUEMA UNI - ANEXO E (7/10)		
Westinghouse Electric Corporation COMBUSTION TURBINE OPERATIONS		
TITULO: ESQUEMA DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS DEL SISTEMA DE TURBINA A GAS		
FECHA: SET. 69	DIBUJO: H.T.H.	V.B.

PLANO 011

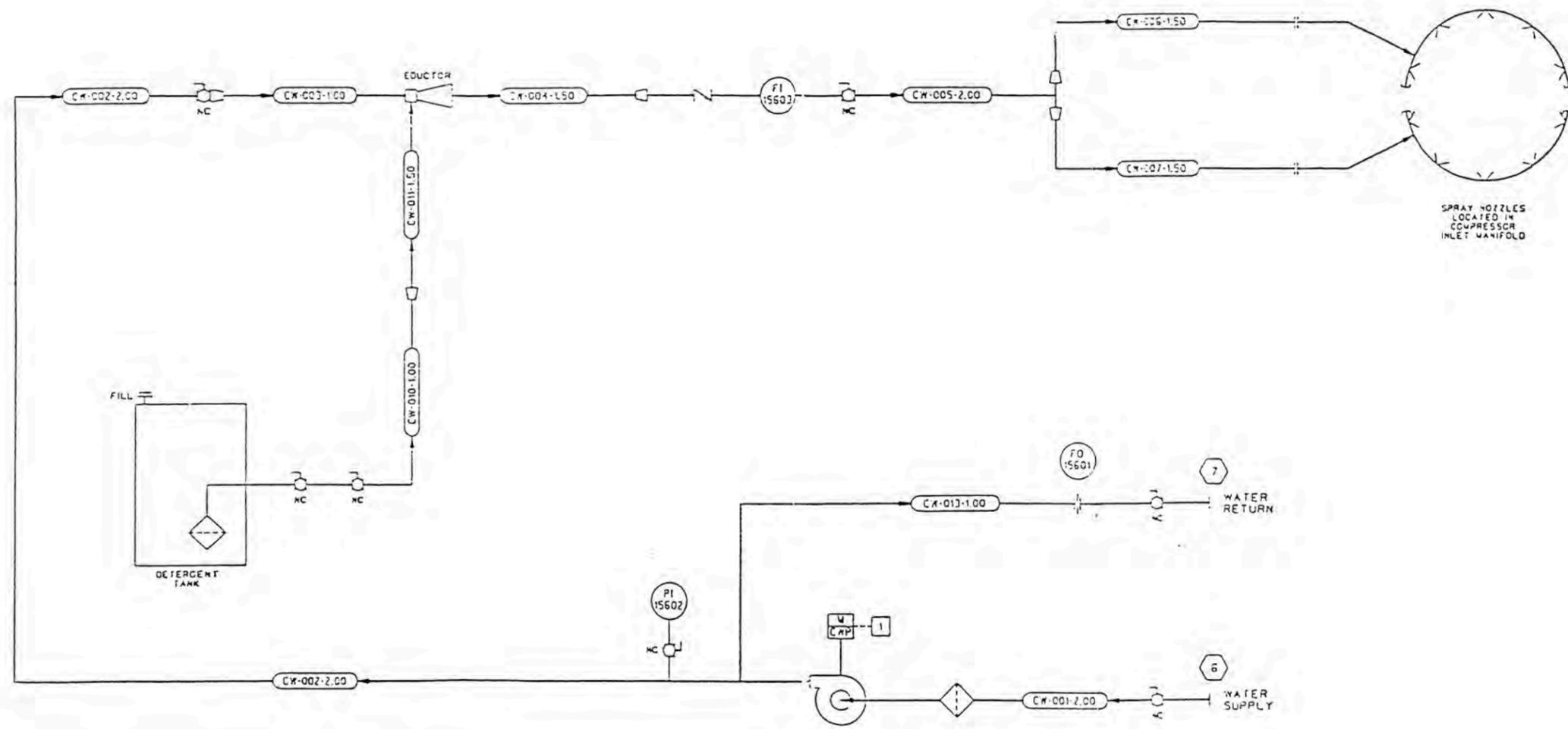


1 IN PS & G CABINET.
 2 ON FUEL OIL GAUGE PANEL.

SISTEMA DE AIRE DE ATOMIZACION		
SISTEMA DE PURGA DEL DISTRIBUIDOR DE AIRE DE ATOMIZACION		
ESQUEMA UNI - ANEXO E (8/10)		
Westinghouse Electric Corporation COMBUSTION TURBINE OPERATIONS		
TITULO: ESQUEMA DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS DEL SISTEMA DE TURBINA A GAS		
FECHA: SET. 99	DIBUJO: H.T.H.	V.B.:

PLANO 012

PLANO 013



SPRAY NOZZLES
LOCATED IN
COMPRESSOR
INLET MANIFOLD

1 TO AC MOTOR CONTROL CENTER

SISTEMA DE LAVADO DEL COMPRESOR		
ESQUEMA UNI - ANEXO E (10/10)		
Westinghouse Electric Corporation COMBUSTION TURBINE OPERATIONS		
TITULO: ESQUEMA DE INSTRUMENTACION Y TUBERIAS DEL SISTEMA DE TURBINA A GAS		
FECHA: SET. 99	DIBUJO: H.T.H.	V.B.:

BIBLIOGRAFIA

1.- GAS-TURBINE OPERATOR MAINTENANCE COURSE

General Electric

2.- POWER SYSTEM OPERATION

Mc Graw-Hill Boock Company

3.- LA EFICIENCIA ENERGETICA EN TURBINAS A GAS

Electricidad Industria y Contrucción

4.- PROTECAO DE SISTEMAS ELETRICOS DE POTENCIA

Geraldo Kinderman

5.- POWER LOGIC II CONTROL SYSTEM

Westinghouse Electrical Corporation

6.- A.C. GENERATORS FOR TURBINE DRIVE

Brush Electrical Machines

7.- INDUSTRIAL & MARINE GAS TURBINE ENGINES

Pequot Publishing

8.- SYSTEMS AND APPLICATIONS – W501D5 COMBUSTION TURBINE

Westinghouse Electric Corporation

9.- CENTRIFUGAL SEPARATOR SYSTEM FOR GAS TURBINE FUEL

TREATMENT

Alfa Laval, Marine & Power Engineering

10.- IEEE GUIDE: TEST PROCEDURES FOR SYNCHRONOUS MACHINES

IEEE Power Engineering - Std 115-1995