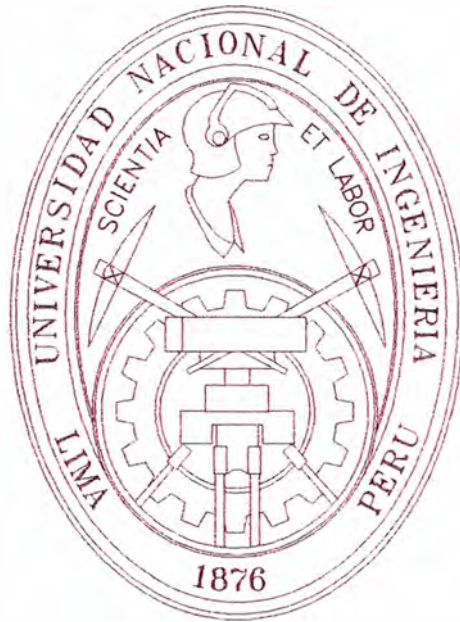


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**DETERMINACION DE LA DISPONIBILIDAD Y  
EFECTIVIDAD DE UNA CENTRAL TERMICA DE CICLO  
COMBINADO DE 492 MW ISO CON GAS NATURAL**

**INFORME DE SUFICIENCIA PROFESIONAL  
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**VICTOR HUGO HUAMAN PALOMINO**

**PROMOCIÓN 2006-II**

**LIMA-PERÚ  
2011**

**DEDICATORIA:**

A la Universidad, por abrigar mis sueños

A los catedráticos, por el conocimiento

A mis diferentes supervisores por compartir su experiencia

A mis familiares y amigos por su paciencia y tolerancia.

## LISTADO DE TABLAS

- Tabla 2.1. Datos Técnicos Turbocompresor TG3 y TG4.
- Tabla 2.2. Condiciones a Plena Carga TG3 y TG4.
- Tabla 2.3. Datos Equipos del Sistema de Lubricación.
- Tabla 2.4. Especificaciones Técnicas del Gas Natural.
- Tabla 2.5. Condiciones de Calidad Gas Natural Requeridas Ventanilla.
- Tabla 2.6. Datos técnicos Gasoducto de Alta Presión Pesquero-Ventanilla.
- Tabla 3.1. Plano de Ubicación Central Térmica de Ciclo Combinado Ventanilla.
- Tabla 4.1. Desarrollo del modelo de efectividad unidad TG3 y TG4.
- Tabla 4.2. Desarrollo del modelo de efectividad HRSG 11 y HRSG12.
- Tabla 4.3.a. Desarrollo del modelo de efectividad Balance Operation Plant.
- Tabla 4.3.b. Desarrollo del modelo de efectividad Balance Operation Plant.
- Tabla 4.4. Desarrollo del modelo de efectividad TV N°5.
- Tabla 4.5. Desarrollo del modelo de efectividad de la Central Térmica Ventanilla.
- Tabla 4.6. Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema TG3.
- Tabla 4.7. Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema HRSG 11.
- Tabla 4.8. Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema TG4.
- Tabla 4.9. Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema HRSG 12.
- Tabla 4.10. Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema BOP.
- Tabla 4.11. Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema TV N°5.
- Tabla 4.12. Evolución de la efectividad periodo 2007 – 2010.
- Tabla 5.1. Detalle del costo del cambio de combustible de Diesel a GN.
- Tabla 5.2. Detallado del monto total del proyecto.

Tabla 5.3. Detalle del costo de los servicios auxiliares y comunes de planta.

Tabla A.1.1. Hoja de Disponibilidad sistemas TG3 periodo 2010.

Tabla A.1.2. Hoja de Disponibilidad sistemas TG4 periodo 2010.

Tabla A.1.3. Hoja de Disponibilidad sistemas HRSG11 periodo 2010.

Tabla A.1.4. Hoja de Disponibilidad sistemas HRSG12 periodo 2010.

Tabla A.1.6. Hoja de Disponibilidad sistemas BOP periodo 2010.

Tabla A.1.7. Hoja de Disponibilidad sistemas BOP y TV5 periodo 2010.

Tabla A.2.1. Horas disponibles, operativas, fallas, TMEF de sistemas de TG3, TG4 y HRSG 11 periodo 2010.

Tabla A.2.2. Horas disponibles, operativas, fallas, TMEF de sistemas de HRSG 12, BOP y TV5 periodo 2010.

Tabla A.3.1. Descripción de fallas sistemas TG3 y TG4. periodo 2010.

Tabla A.3.2. Descripción de fallas sistemas HRSG 11 y HRSG 12 periodo 2010.

Tabla A.3.3. Descripción de fallas sistemas BOP periodo 2010.

Tabla A.3.4. Descripción de fallas sistemas BOP y TV5 periodo 2010.

## LISTADO DE FIGURAS

- Figura 1.1. Plano de Ubicación Central Térmica de Ciclo Combinado Ventanilla
- Figura 1.2. Elementos constitutivos principales de las turbinas de gas.
- Figura 1.3. Representación en diagrama T-S del ciclo de las turbinas de vapor y de los equipos principales necesarios para su realización.
- Figura 1.4. Ciclo combinado típico de tres niveles con recalentamiento.
- Figura 1.5. Representación en un diagrama T-S de la evolución de los fluidos los empleados en los ciclos combinados gas-vapor, así como de valores orientativos de puntos de trabajos fundamentales.
- Figura 1.6. Esquema térmico básico y de flujos de energía de un ciclo combinado gas-vapor.
- Figura 2.1. Vista panorámica Central Térmica Ventanilla
- Figura. 2.2. Ejemplo de Codificación KKS
- Figura. 2.3. Casa de Turbinas de Gas
- Figura. 2.4. Vista general del rotor de turbocompresor
- Figura. 2.5. Vista general del virador hidráulico.
- Figura. 2.6. Vista de corona de alabes de compresor
- Figura. 2.7. Vista interna de cámara de combustión ensamblada.
- Figura. 2.8. Vista de parte interna de cámara de combustión.
- Figura. 2.9. Quemadores de Turbina de Gas
- Figura. 2.10. Vista de alabes de turbina de gas.
- Figura. 2.11. Vista del sistema de lubricación.
- Figura. 2.12. Vista del skid de combustible diesel.
- Figura. 2.13. Vista de válvulas del skid de regulación de GN

Figura. 2.14. Skid de aceite hidráulico.

Figura. 2.15. Sistema de ignición de combustible.

Figura. 2.16. Compresor de Control de Válvulas de Sangrado.

Figura. 2.17. Sistema de agua NOx.

Figura. 2.18. Sistema aire de sellado.

Figura. 2.19. Sistema de envío de diesel.

Figura. 2.20. Generador eléctrico Siemens

Figura. 2.21. Convertidor estático de frecuencia

Figura. 2.22. Interruptor de sincronización ABB

Figura. 2.23. Emplazamiento del interruptor de sincronización.

Figura. 2.24. Transformador principal de Potencia 16/220 kV.

Figura. 2.25. Generadores Diesel (Black Start)

Figura. 2.26. Caldera recuperadora de calor (HRSG)

Figura. 2.27. Fuego adicional de HRSG (Duct Burner)

Figura. 2.28. Vista general Turbina de Vapor N° 05

Figura. 2.29. Vista sección de baja presión TV N° 05

Figura. 2.30. Vista interna tubos del condensador

Figura. 2.31. Vista externa del condensador

Figura. 2.32. Bombas de extracción de condensados

Figura. 2.33. Bombas de vacío del condensador.

Figura. 2.34. Bombas de alimentación a calderas.

Figura. 2.35. Bomba de Deaireación.

Figura. 2.36. Extractores de Vapor de sello.

Figura. 2.37. Bombas del Sistema de refrigeración principal

Figura. 2.38. Torres de refrigeración CTCC Ventanilla.

Figura. 2.39. Bombas del sistema de enfriamiento auxiliar.

Figura. 2.40. Bombas del sistema de enfriamiento de circuito cerrado

Figura. 2.41. Estación de regulación y medición de Calidda

Figura. 2.42. Estación de regulación Tormene.

Figura. 2.43. Estación de corte de suministro TG

Figura. 2.44. Sistema de filtración Peerless

Figura. 2.45. Pulmón de almacenamiento de GN

Figura. 2.46. Vista planta tratamiento de agua

Figura. 2.47. Vista planta de tratamiento de efluentes.

Figura 3.1. Configuración de equipos en serie.

Figura 3.2. Configuración de equipos en paralelo

Figura 4.1. Esquema de instalación en paralelo

Figura 4.2. Esquema de instalación en serie.

Figura 4.3. Coeficientes Triangulo de Pascal.

Figura 4.4. Configuración en paralelo 2 x100%

Figura 4.5. Configuración en paralelo 3 x50%

Figura 4.6. Sistema con 5 equipos en paralelo

Figura 4.7. Sistema configurado en serie y paralelo

Figura 4.8. Esquema del modelo de efectividad unidades TG3 y TG4.

Figura 4.9. Esquema del modelo de efectividad HRSG 11 y HRSG 12.

Figura 4.10. Esquema del modelo de efectividad Balance Operation Plant

Figura 4.11. Esquema del modelo de efectividad TV N° 5.

Figura 4.12. Esquema del modelo de efectividad de la Central Térmica Ventanilla

Figura 4.13. Resultados generales sistema TG3

Figura 4.14. Resultados generales sistema HRSG 11

Figura 4.15. Resultados generales sistema TG4

Figura 4.16. Resultados generales sistema HRSG 12

Figura 4.17. Resultados generales sistema Balance Operation Plant (BOP).

Figura 4.18. Resultados generales sistema TV N° 05

Figura 4.19. Resultados generales Central Térmica Ciclo Combinado Ventanilla.



## INDICE

<b>PROLOGO .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I. INTRODUCCION.....</b>	<b>4</b>
1.1. Antecedentes. ....	4
1.2. Objetivo. ....	4
1.3. Alcance. ....	4
1.4. Justificación. ....	5
1.5. La central térmica de ventanilla. ....	7
1.5.1. Reseña histórica. ....	7
1.5.2. Ciclo de las turbinas de gas. ....	9
1.5.3. Ciclo de las turbinas de vapor. ....	13
1.5.4. Ciclo combinado gas-vapor. ....	17
<b>CAPITULO II. DESCRIPCION DE SISTEMAS.....</b>	<b>23</b>
2.1. Introducción.....	25
2.2. Codificación KKS de la central térmica. ....	25
2.3. Sistema superior de la turbina a gas. ....	26
2.3.1. Turbogeneradores 3 y 4. ....	26
2.3.1.1. El rotor. ....	27
2.3.1.2. El virador hidráulico. ....	28

2.3.1.3.	El compresor. ....	30
2.3.1.4.	La cámara de combustión. ....	31
2.3.1.5.	Los quemadores. ....	33
2.3.1.6.	La turbina. ....	33
2.3.1.7.	Componentes auxiliares. ....	35
2.3.1.7.1.	Sistema de lubricación y gateo.....	35
2.3.1.7.2.	Sistema de combustible líquido.....	36
2.3.1.7.3.	Sistema de combustible gaseoso.....	39
2.3.1.7.4.	Sistema de aceite hidráulico.....	39
2.3.1.7.5.	Sistema de ignición de combustible.....	39
2.3.1.7.6.	Sistema de aire de control de válvulas de sangrado .....	41
2.3.1.7.7.	Sistema de agua NOx.....	42
2.3.1.7.8.	Sistema de aire sellado.....	42
2.3.1.8.	Suministro de energéticos. ....	44
2.3.1.8.1.	Sistema de combustible diesel 2.....	44
2.3.1.8.2.	Sistema de gas natural.....	45
2.3.2.	El sistema eléctrico.....	46
2.3.2.1.	El generador eléctrico.....	46
2.3.2.2.	Convertidor estático de frecuencia (SFC).....	47
2.3.2.3.	El interruptor de sincronización.....	48
2.3.2.4.	Sistema eléctrico de media tensión.....	49
2.3.2.5.	Sistema de potencia en alta tensión.....	50
2.3.2.6.	Grupo Diesel de emergencia.....	51

2.4.	Sistema Inferior de la Turbina a Vapor.....	52
2.4.1.	Las calderas recuperadoras de calor 11 y 12.....	52
2.4.1.1.	El sistema de generación de vapor.....	53
2.4.1.2.	El sistema de fuego adicional.....	55
2.4.2.	La turbina de vapor no 5.....	57
2.4.3.	El condensador.....	58
2.4.4.	Las bombas de vacío.....	59
2.4.5.	Las bombas de extracción de condensado.....	60
2.4.6.	Las bombas de alimentación de caldera.....	60
2.4.7.	La bomba de deaeración.....	60
2.4.8.	Sistema de vapor de sello.....	63
2.5.	Componentes comunes de generación.....	64
2.5.1.	El sistema de refrigeración principal.....	64
2.5.1.1.	Las torres de refrigeración.....	65
2.5.2.	El sistema de refrigeración auxiliar.....	65
2.5.3.	El sistema de refrigeración de circuito cerrado.....	67
2.6.	Sistema de suministro de gas natural.....	68
2.6.1.	Calidad del producto en planta.....	69
2.6.2.	Gasoducto de alta presión de Calidda.....	69
2.6.3.	Estación de regulación y medición de Calidda.....	71
2.6.4.	Sistema principal de suministro en planta.....	72
2.6.4.1.	Sistema de regulación de suministro.....	72
2.6.4.2.	Sistema de corte de suministro.....	73
2.6.4.3.	Sistema de filtración.....	74
2.6.4.4.	Análisis cromatográfico.....	75
2.6.4.5.	Almacenamiento de gas natural.....	76

2.7.	Componentes comunes de planta.....	77
<b>CAPITULO III. DESEMPEÑO DE PLANTA.....</b>		<b>79</b>
3.1.	Introducción. ....	79
3.2.	Datos básicos de generación. ....	79
3.3.	Balances energéticos. ....	81
3.4.	Definiciones. ....	82
	3.4.1. Disponibilidad. ....	82
	3.4.2. Falla. ....	82
	3.4.3. Tiempo medio entre fallas. ....	82
	3.4.4. Mantenimiento. ....	82
	3.4.5. Configuración equipos en serie. ....	84
	3.4.6. Configuración de equipo en paralelo. ....	84
	3.4.7. Efectividad.....	85
	3.4.8. Confiabilidad. ....	85
	3.4.9. Mantenimiento preventivo. ....	85
	3.4.10. Mantenimiento correctivo.....	85
<b>CAPITULO IV. DETERMINACION DE LA DISPONIBILIDAD Y EFECTIVIDAD</b>		
4.1.	Introducción. ....	86
4.2.	Modelo de análisis. ....	87
	4.2.1. Método para calcular la disponibilidad y efectividad del equipo y sistema. ....	88
	4.2.1.1. Disponibilidad de equipo. ....	88
	4.2.1.2. Disponibilidad de un sistema. ....	88

4.2.1.3.	Disponibilidad de un sistema en serie.....	90
4.2.1.4.	Disponibilidad de un sistema en paralelo.....	91
4.2.1.5.	Efectividad de un sistema.....	92
4.2.1.6.	Análisis de sistemas con más de dos unidades en paralelo. ....	94
4.2.1.7.	Análisis de sistemas complejos con máquinas en serie y en paralelo. ....	96
4.3.	Modelamiento de disponibilidad y efectividad.....	102
4.3.1.	Fase I: Evaluación general de los sistemas.....	102
4.3.2.	Fase II: Base de datos de indisponibilidad de equipos.....	102
4.3.3.	Fase III: Diseño de configuración de los sistemas y ecuaciones.....	103
4.3.4.	Turbina a gas N° 3 y 4. ....	103
4.3.5.	Caldera recuperadora de calor. ....	107
4.3.6.	Balance Operation Plant (BOP). ....	110
4.3.7.	Turbina de vapor N° 5. ....	114
4.3.8.	Central Ciclo Combinado.....	114
4.4.	Ejemplo aplicativo de cálculo. ....	119
4.5.	Resultados parciales. ....	121
4.6.	Resultados por sistemas y generales CTCC Ventanilla.....	127
<b>CAPITULO V. ANALISIS DE COSTOS.....</b>		<b>135</b>
5.1.	Introducción. ....	135
5.2.	Costos de implementación del Ciclo Combinado Ventanilla.....	136

5.3.	Costos por producción de energía. ....	138
5.3.1.	Costo descontado unitario. ....	138
5.3.2.	Cálculo del coste descontado de generación.....	138
5.3.3.	Costo del combustible ( $C_C$ ).....	139
5.3.4.	Costo de la inversión ( $C_I$ ) ....	140
5.3.5.	Costo de operación y mantenimiento ( $C_{OM}$ ).....	141
5.3.6.	Costo del agua ( $C_{H_2O}$ ).....	142
5.3.7.	Costo descontado del kWh ( $C_{kWh}$ ).....	142
<b>CONCLUSIONES .....</b>		<b>143</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>		<b>145</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>146</b>
<b>ANEXO 1. PLANILLA DE CONTROL DE INDISPONIBILIDAD</b>		
	<b>PERIODO 2010 .....</b>	<b>148</b>
<b>ANEXO 2. HORAS INDISPONIBLES, OPERATIVAS,</b>		
	<b>Nº DE FALLAS Y TMEF.....</b>	<b>154</b>
<b>ANEXO 3. DESCRIPCION DE FALLAS PERIODO 2010.....</b>		<b>156</b>

## PROLOGO

Antes de la redacción del presente informe me llenaban un sinfín de dudas en cómo escribir acerca de un tema que si bien es cierto ha sido tocado largamente en nuestros cursos de Termodinámica es de reciente implementación en el sector energético peruano como lo son las Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado.

En el **capítulo I**, se da a conocer la historia de la Central Térmica desde su creación en tiempos aciagos para nuestro país y su construcción como una mera central de emergencia, así como los conceptos básicos del Ciclo de Gas, de Vapor así como el acoplamiento de ambos ciclos y del cual proviene el término de Ciclo Combinado.

La bibliografía alrededor de este tema que conjuga una diversidad de temas es muy escasa, si bien es cierto, se puede encontrar mucha información de los elementos principales tales como: Turbinas de Gas, Turbinas de Vapor, Generadores, Transformadores y en menor medida de Calderas recuperadoras de Calor y Torres de enfriamiento.

En el **capítulo II**, se realiza una descripción de los sistemas principales, así como la diversidad de subsistemas que los sostienen los cuales una diversidad de áreas de aplicación como Termodinámica, Electricidad, Instrumentación y Control, todos estos subsistemas hacen posible la operación del Ciclo Combinado

La mejor información siempre se encuentra en los manuales del proveedor de la tecnología, pero siendo tan voluminosa esta y de una riqueza tan grande en los campos de la Termodinámica, la Generación Eléctrica, la Instrumentación y Control propia de la aplicación específica como abordar el tema que cosas poner y que otras postergar, en fin como sintetizar, toda esta amalgama de conocimientos.

En el **capítulo III**, se entregan los parámetros operacionales de la Central en sus diversas configuraciones de operación, así como una definición de algunos conceptos utilizados a lo largo del informe.

En el **capítulo IV**, y que es la parte medular del informe se realiza la descripción del modelamiento de la Central a fin de calcular la disponibilidad de las diversas partes que conforman la Central, lo cual dará como resultados la efectividad operativa de la Planta, en el Anexo 1 se entrega una lista de las fechas y duración de dichas fallas, mientras que en anexo 2 se entrega la descripción de cada una de ellas.

En el **capítulo V**, de forma breve se hace un cálculo de los costos de producción de energía, el mismo que no se hubiera podido realizar sin la colaboración del área comercial de la Central, en el mismo que considero el costo del agua, dado que la mayoría, no todas por cierto, usan un sistema de refrigeración del condensador en el cual se utiliza el agua como elemento principal.

Sin presumir de ser un especialista en el tema, he tratado de sintetizar lo que han sido los cerca de tres años de labor en el ciclo combinado y de labor en el área de



planificación de mantenimiento en la Central de Ciclo Combinado, luchando por no perder el empuje que tenemos los alumnos de universidades estatales de ser autodidactas y de verdad que es una lucha constante y difícil en un entorno con pocos incentivos para el desarrollo de tecnología y en especial cuando (como es natural) el proveedor de la tecnología busca preservar mucha de esa información como "Confidencial" pero como no hay nada nuevo bajo el sol, la teoría es una sola, mas la aplicación de dicha teoría varia según el fabricante, es así estimado colega que el presente informe es un intento de compartir el conocimiento obtenido en mis constantes visitas a los archivos técnicos, los días de Overhaull y las varias paradas de planta en el Ciclo Combinado, pero por sobre todo obtenido de la constante colaboración de mis compañeros de trabajo, sin la ayuda de los cuales este informe no hubiese sido posible y de aprender de la constante aventura de ser ingenieros.

**CAPITULO I**  
**INTRODUCCIÓN**

### 1.1. **ANTECEDENTES**

El estudio de la disponibilidad de las instalaciones de Planta viene impuesto por la necesidad de ser más competitivos. El Ciclo Combinado Ventanilla, en su primera etapa fue un Ciclo Simple etapa durante la cual al no tener mayor competencia no se hicieron dichos estudios, pero la implementación del Ciclo Combinado y los nuevos competidores aparecidos en épocas recientes y los índices de rentabilidad imponen como necesidad el ser más efectivos no sólo en el aspecto financiero y administrativo, sino además tomar las decisiones correctas en el ámbito técnico operacional.

### 1.2. **OBJETIVO**

El presente trabajo busca determinar la disponibilidad y efectividad de una Central Térmica de Ciclo Combinado de 492 MW (ISO) utilizando una metodología que abarca la aplicación del método binomial, a fin de mejorar la productividad y confiabilidad de los equipos y sistemas, teniendo como base de datos la indisponibilidad de los equipos que intervienen en el proceso productivo en un periodo determinado.

### 1.3. **ALCANCE**

El análisis abarca el modelamiento de la efectividad de la Central Ventanilla en lo referente a sus componentes principales de los sistemas de las unidades de turbinas a gas N° 3 y 4, calderas de recuperación HRSG 11 y

12, turbina de vapor N° 05, y el Balance Operation Plant fundamentalmente los equipos rotativos.

#### **1.4. JUSTIFICACIÓN**

Existe la necesidad de mejorar la productividad, la toma de decisiones acertadas, manejar un amplio volumen de información y evaluar eficazmente el desempeño de los equipos hace necesario que la central adecue sus recursos e implante nuevos procesos, con el fin de optimizar la operación y mantenimiento de los turbogeneradores.

El análisis de efectividad con base en el historial de fallas de los equipos, permite determinar el comportamiento real durante su vida útil, con el fin de:

- Diseñar las políticas de mantenimiento a utilizar en el futuro.
- Determinar las frecuencias óptimas de ejecución de mantenimiento preventivo.
- Optimizar el uso de los recursos físicos y del talento humano.
- Calcular intervalos óptimos de sustitución económica de equipos.

La confiabilidad o efectividad de un equipo es la probabilidad que dichos equipos puedan operar durante un determinado periodo de tiempo sin pérdida de su función. El fin último del modelo de efectividad es cambiar el mantenimiento correctivo, no programado y altamente costoso, por actividades preventivas planeadas que dependan del historial de los equipos, y permitan una adecuada gestión de costos de activos.

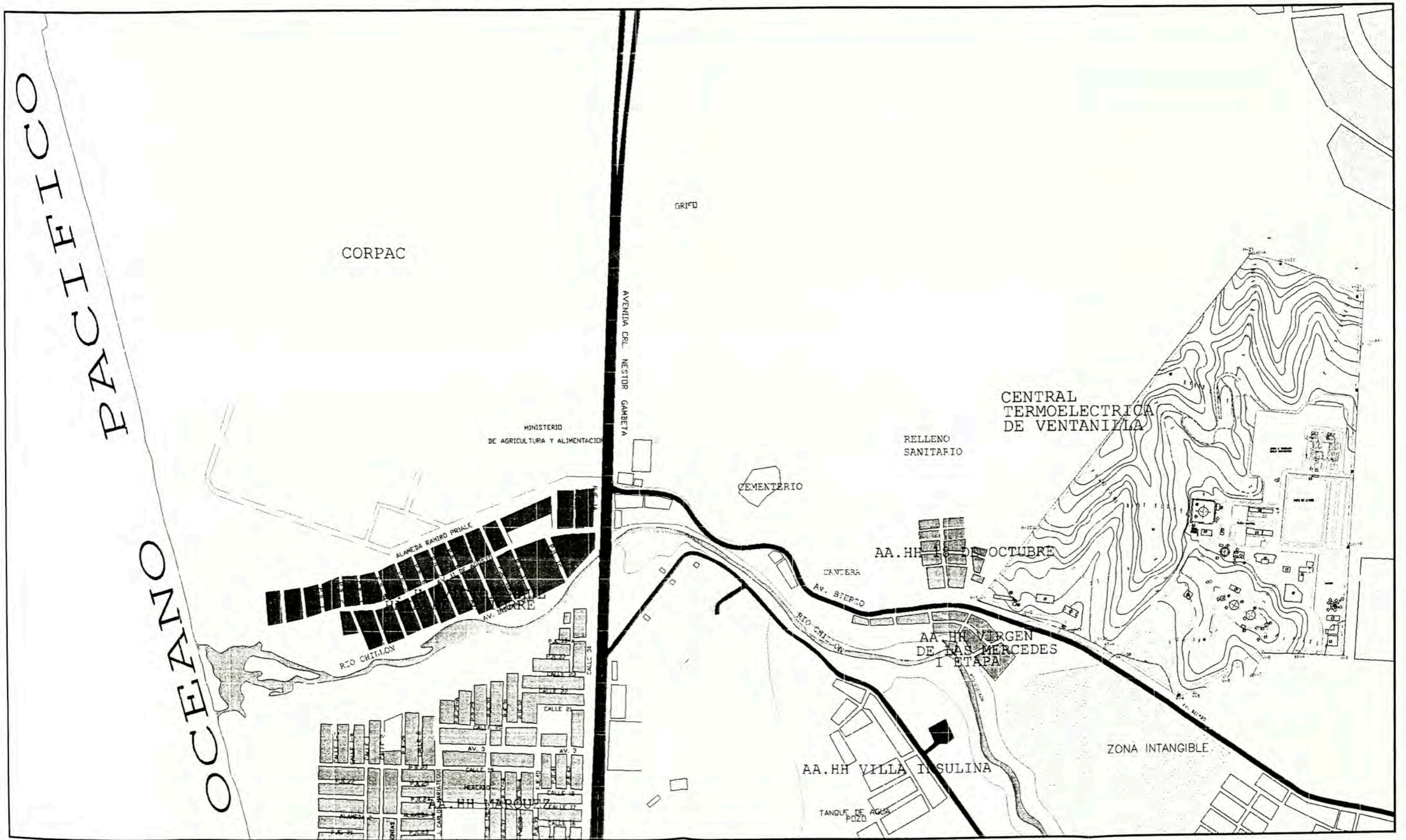


FIGURA 1.1. Plano de Ubicación Central Térmica de Ciclo Combinado Ventanilla

## **1.5. LA CENTRAL TÉRMICA DE VENTANILLA**

La Central está localizada en la Av. Del Bierzo altura km. 14.5 de Néstor Gambeta (a la altura del puente sobre el río Chillón), sector denominado Parque Porcino, distrito de Ventanilla, en un terreno 40.14 Has, a unos 2 km. del mar y 25 kilómetros al nor-oeste de la ciudad de Lima, dentro de la jurisdicción del distrito de Ventanilla, provincia del Callao y departamento de Lima.

La Central tiene una configuración de operación de 2x1 con fuego adicional que comprende dos 2 unidades de turbogeneradoras de gas que consume gas natural combustible principal proveniente de los pozos de Camisea Lote 88 (alternativamente petróleo diesel N° 2), tienen una potencia efectiva de: TG3 156,724 MW y TG4 155,935 MW respectivamente, dos calderas de recuperación de los gases de escape de las turbinas mencionada que dispone de fuego adicional directo y una unidad turbogeneradora de vapor con una potencia efectiva de 180,084 MW. Cada una de las unidades generadoras dispone de sus propios generadores eléctricos, transformadores de poder y de servicios auxiliares.

### **1.5.1. RESEÑA HISTÓRICA**

La Central Termoeléctrica de Ventanilla inició sus actividades en Julio de 1993 con la puesta en marcha de una Central Térmica con una potencia de 205,18 MW, que operaba en base a dos turbinas Westinghouse.

En Julio de 1997, la Central Térmica de Ventanilla amplía su potencia de generación eléctrica a 500 MW, con la entrada en operación de dos turbinas Siemens V84.3A con una potencia de 160 MW cada una. En el año 2002 se vendieron a terceros las dos turbinas Westinghouse y fueron retiradas

definitivamente en Junio de ese año. Por tanto, la Central Térmica de Ventanilla quedó constituida por dos turbinas Siemens de 160 MW cada una que operaban utilizando combustible Diesel 2.

En el año 2003, en el marco del proyecto Camisea, la Central se adjudica los derechos para consumir gas natural en su central (bajo la modalidad de contrato "take or pay"). En ese contrato se consideraron 02 etapas: Operación en Ciclo Abierto y Operación en Ciclo Combinado.

El proyecto asociado a la primera etapa comprendía la conversión de los dos turbogrupos existentes (TG 3 y TG 4) con gas natural en ciclo abierto. Para ello se realizaron las modificaciones necesarias al sistema de combustible para adecuarlas al uso del gas natural, ejecutándose obras para su tratamiento y distribución en la planta. Como resultado de los trabajos las turbinas a gas cuentan con quemadores y equipos de control para operar con gas natural como combustible principal y diesel como combustible de emergencia.

En la primera etapa, que consistió en ejecutar el Proyecto de Conversión a Gas Natural, se logró alcanzar una potencia estimada de 324 MW en ciclo abierto y condición ISO, y una generación energética anual aproximada de 2554,4 GWh.

La segunda etapa, que fue la Conversión a Ciclo Combinado, contó a su vez con dos fases. La Primera Fase consistía en la conversión a ciclo combinado de la turbina a gas N° TG 33 y se consiguió 234 MW y 165 MW con ciclo abierto en condición ISO, siendo en total 399 MW a partir del 30 Mayo del 2006. La segunda fase del ciclo combinado consistió en la conversión de la turbina a gas N° TG 34, esta segunda fase entró en servicio

en Enero del 2008, con lo cual la Central Térmica obtuvo una potencia total de 492 MW en condición ISO y la generación energética será aproximadamente de 3737,0 GWh/año.

Para este gran proyecto que fue la Conversión a Ciclo Combinado, ETEVENSA contrató a la empresa Siemens Westinghouse Power Corporation, para que se encargue del diseño, fabricación, procura, construcción, comisionamiento, pruebas de performance y puesta en marcha de la planta, bajo la modalidad de contrato llave en mano.

### **1.5.2. CICLO DE LAS TURBINAS DE GAS**

La turbina de gas de una central de ciclo combinado gas-vapor es una turbina de gas de ciclo abierto y termodinámicamente es una aplicación del ciclo Brayton. La evolución que sigue el fluido se muestra en el diagrama T-S de la Figura 1.2. y consta básicamente de las siguientes etapas:

- Una etapa de compresión, efectuada por compresor, lo más isentrópica posible.
- Una etapa de aportación de calor a presión constante.
- Una etapa de expansión, realizada en una máquina térmica turbina, lo más isentrópica posible.
- Una etapa de cesión de calor a presión constante.

Tecnológicamente la aportación de calor puede efectuarse, bien mediante un proceso de combustión en el interior de la máquina, en lo que se denomina la cámara de combustión de la turbina de gas, o aportando gas caliente y a presión combinado con un proceso externo: gasificación integrada de carbón, lechos fluidos presurizados, etc.



La cantidad de calor  $Q_C^+$ , aportada en el foco caliente, de manera análoga a lo conocido para el ciclo de Carnot, y teniendo en cuenta que la temperatura no se mantiene constante durante el proceso, viene dada por la expresión:

$$Q_C^+ = \int_2^3 T dS$$

y de forma análoga, la cantidad de calor cedida en el foco frío viene dada por la siguiente ecuación:

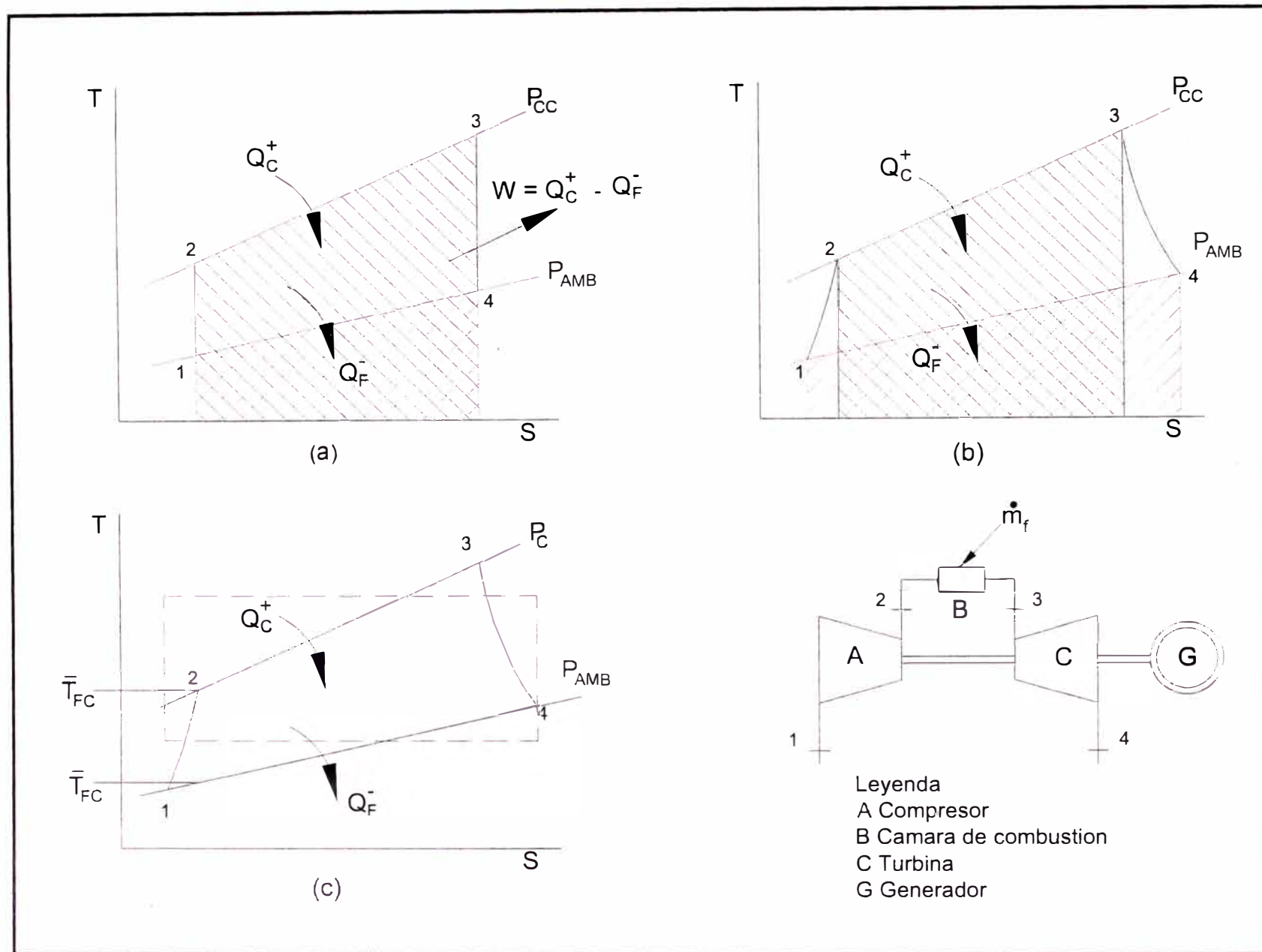
$$Q_F^- = \int_1^4 T dS$$

Al no mantenerse constantes las temperaturas en los procesos de aportación y cesión de calor, los conceptos de foco caliente y foco frío no tienen el significado utilizado en el ciclo de Carnot.

Sin embargo, es posible definir una temperatura media de foco tal que la aportación o cesión de calor total realizada en el ciclo sea la misma que una ideal efectuada a esa temperatura media y para ese mismo incremento de entropía, esto es:

$$Q_C^+ = \int_2^3 T dS = \bar{T}_C \Delta S_{3-2}$$

$$Q_F^- = \int_1^4 T dS = \bar{T}_F \Delta S_{4-1}$$



**FIGURA 1.2.** Elementos constitutivos principales de las turbinas de gas. Representación grafica del trabajo en: a) Ciclo ideal isentrópico; b) Ciclo real; c) Aproximación al Ciclo de Carnot a partir de las temperaturas medias del foco caliente y frio de un ciclo real.

Donde  $\bar{T}_C$  y  $\bar{T}_F$  son respectivamente las temperaturas medias de los focos caliente y frío.

El trabajo que proporciona el ciclo, suponiendo que las pérdidas de calor son despreciables, vendrá dado entonces por la diferencia entre  $Q_C^+$  y  $Q_F^-$ .

Gráficamente correspondería de forma aproximada al área encerrada por las líneas de evolución del fluido en el diagrama T-S.

La expresión del rendimiento para compresiones y expansiones isentrópicas es análoga a la del ciclo de Carnot con las temperaturas medias de los focos, esto es:

$$\eta_c = \frac{Q_C^+ - Q_F^-}{Q_C^+} = 1 - \frac{Q_F^-}{Q_C^+} = 1 - \frac{\bar{T}_F}{\bar{T}_C}$$

El rendimiento de la turbina de gas puede expresarse también en función de los saltos de entalpía de las máquinas que la componen y de la energía aportada en forma de combustible, según se muestra de forma simplificada en la fórmula siguiente:

$$\eta_{TG} = \frac{\dot{W}_T - \dot{W}_C}{\dot{m}_f H_c}$$

$$\eta_{TG} = \frac{(\dot{m}_a + \dot{m}_f)(h_{30} - h_{40}) - \dot{m}_a(h_{20} - h_{10})}{\dot{m}_f H_c}$$

Donde:

$\dot{W}_T$  : Potencia generada en el proceso de expansión de la Turbina a Gas.

$\dot{W}_C$  : Potencia necesaria para comprimir el aire.

$\dot{m}_f$  : Masa de combustible introducida en la cámara de combustión.

$H_c$  : Poder calorífico inferior a presión del combustible.

$\dot{m}_a$  : Masa de aire.

$h_{10}, h_{20}, h_{30}, h_{40}$  : Entalpías de parada de los puntos de evolución del ciclo.

### 1.5.3. CICLO DE LAS TURBINAS DE VAPOR

El ciclo de las turbinas de vapor corresponde al ciclo de Rankine y es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot para el caso de que el fluido motor sea un fluido condensable y durante su evolución se produzcan cambios de fase. De forma simplificada, y para el ciclo básico, la evolución del fluido sigue las siguientes etapas:

- Una etapa de expansión del fluido en fase vapor, realizada en una máquina térmica denominada turbina de vapor y lo más isentrópica posible.
- A la salida de la turbina de vapor, una cesión de calor residual del vapor a presión constante en un dispositivo llamado condensador. En este dispositivo se realiza la condensación total del mismo y su paso a fase líquida.
- Una o varias etapas de elevación de la presión del fluido. El proceso se realiza con el fluido en fase líquida, con bombas y fuera de la zona de cambio de fase. Esta es una de las principales diferencias con el ciclo de Carnot ya que, en sentido estricto, para obtener la máxima eficiencia será necesario realizar la compresión de un fluido bifásico, con la dificultad tecnológica que ello conlleva.

- Una etapa de aportación de calor a presión constante. El fluido realiza una etapa de calentamiento previo en fase líquida, un proceso de cambio de fase y una elevación posterior de la temperatura del vapor en lo que se denomina sobrecalentador —motivada por la necesidad de disminuir la humedad en el vapor en las últimas etapas de expansión de la turbina. Esto último constituye la segunda particularidad del ciclo de Rankine y otra diferencia fundamental con el ciclo de Carnot.

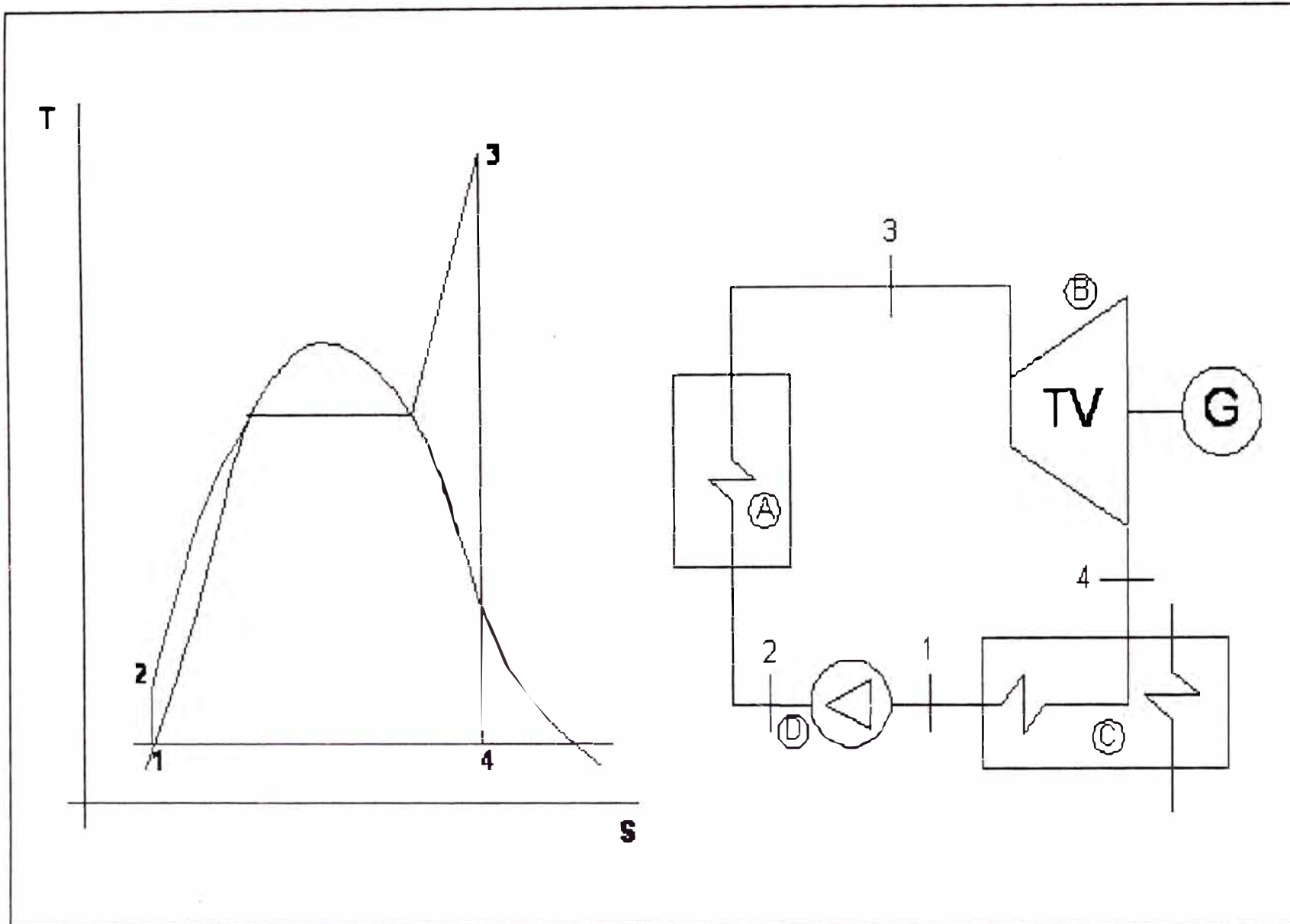
El fluido motor empleado suele ser agua desmineralizada, fundamentalmente por su facilidad de manejo, reposición y abundancia, aunque conceptualmente no es el único y podrían emplearse otros fluidos tales como mercurio o fluidos orgánicos. La estructura básica de un ciclo agua-vapor en su versión más sencilla, así como la evolución del fluido en un diagrama T-S, se esquematiza en la Figura 1.3.

La cantidad de calor  $Q_C^+$  aportada en el foco caliente, de manera análoga a lo conocido para el ciclo de Carnot y para el ciclo de las turbinas de gas, viene dada por la expresión:

$$Q_C^+ = \int_2^3 T dS$$

De manera análoga, la siguiente expresión representa el calor cedido al foco frío:

$$Q_F^- = \bar{T}_F \Delta S_{4-1}$$



**LEYENDA:** A: Caldera; B: Turbina de Vapor; C: Condensador; D: Bomba; G: Generador

**FIGURA 1.3.** Representación en diagrama T-S del ciclo de las turbinas de vapor y de los equipos principales necesarios para su realización.

siendo  $\bar{T}_F$  la temperatura de condensación, que se mantiene constante durante el proceso de cesión de calor. De manera análoga a las turbinas de gas, puede definirse una temperatura media de foco caliente  $\bar{T}_C$  dada por la expresión siguiente

$$Q_C^+ = \int_2^3 T dS = \bar{T}_C \Delta S_{3-2}$$

El trabajo vendrá dado por la diferencia entre  $Q_C^+$  y  $Q_F^-$  y también se corresponde para compresiones y expansiones isentrópicas con el área encerrada por las líneas de evolución del fluido. La expresión del rendimiento queda entonces como sigue:

$$\eta_C = \frac{Q_C^+ - Q_F^-}{Q_C^+} = 1 - \frac{Q_F^-}{Q_C^+} = 1 - \frac{\bar{T}_F}{\bar{T}_C}$$

El rendimiento del ciclo de la turbina de vapor puede expresarse también en función de los saltos de entalpía de las máquinas que la componen y de la energía aportada en la caldera, según se muestra de forma simplificada en la fórmula siguiente:

$$\eta_{TV} = \frac{\dot{W}_T - \dot{W}_B}{\dot{Q}_C^+} = \frac{\dot{m}_V(h_3 - h_4) - \dot{m}_V(h_2 - h_1)}{\dot{Q}_C^+}$$

Donde:

$\dot{W}_T$ : Potencia generada en el proceso de expansión en la turbina de vapor.

$\dot{W}_B$ : Potencia necesaria para el bombeo del fluido.

$\dot{m}_V$ : Masa de vapor que circula en el ciclo por unidad de tiempo.

$\dot{Q}_C^+$ : Calor que pasa al ciclo por unidad de tiempo a través de la caldera.

$h_1, h_2, h_3, h_4$ : Entalpías de los puntos de evolución del fluido en el ciclo.

#### **1.5.4 CICLO COMBINADO GAS-VAPOR**

Se puede definir un ciclo combinado como el acoplamiento de dos ciclos termodinámicos individuales, uno que opera a alta temperatura y otro con menores temperaturas de trabajo.

El calor residual del proceso de generación de trabajo neto en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura.

Con objeto de reducir las pérdidas de energía en el acoplamiento de los ciclos de Rankine y Brayton, representadas por el espacio comprendido entre ambos diagramas; el vapor en la caldera de recuperación de calor se puede generar en uno, dos, o tres niveles de presión, y con o sin recalentamiento intermedio, lo que implica una sofisticación y encarecimiento creciente de la instalación a medida que se mejora el rendimiento y la potencia.

Aunque se diseñan ciclos combinados en función de las características del combustible, grado de contenido en azufre, etc., en este apartado se van a tratar exclusivamente ciclos combinados que utilizan gas natural como combustible principal, evitando así tener que considerar calentadores de agua para prevenir condensaciones acidas en los tubos de la caldera con menores temperaturas de trabajo.



En la práctica, el término ciclo combinado se reserva de forma casi universal a la conjunción en una única central de dos ciclos termodinámicos, Brayton y Rankine, que trabajan con fluidos diferentes: gas y agua-vapor. El ciclo que trabaja con aire-gases de combustión (Brayton) opera a mayor temperatura que el ciclo cuyo fluido es agua-vapor (Rankine) y ambos están acoplados por el intercambiador de calor gases/agua-vapor, que es la caldera de recuperación de calor. La unión termodinámica de estos ciclos conduce generalmente a la obtención de un rendimiento global superior a los rendimientos de los ciclos termodinámicos individuales que lo componen.

En las Figuras 1.4. y 1.5. se muestra el esquema de los elementos constitutivos principales de un ciclo combinado gas-vapor en su configuración más básica junto con una representación en diagrama T-S de los parámetros principales de los fluidos que evolucionan en los ciclos de Rankine y de Brayton.

En la Figura 1.6. se muestran de manera esquemática los flujos de energía existentes entre los distintos elementos que componen un ciclo combinado gas-vapor.

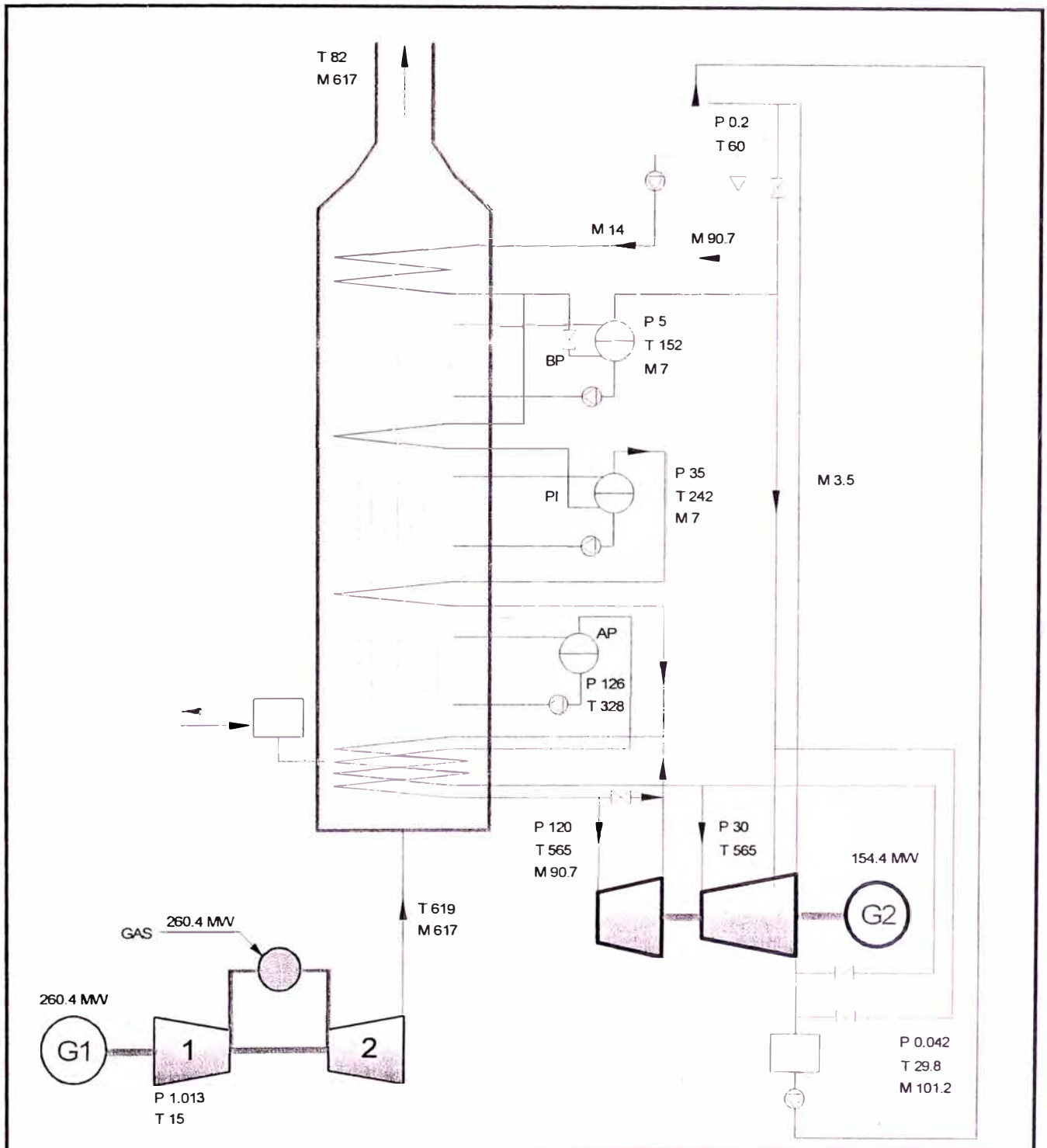
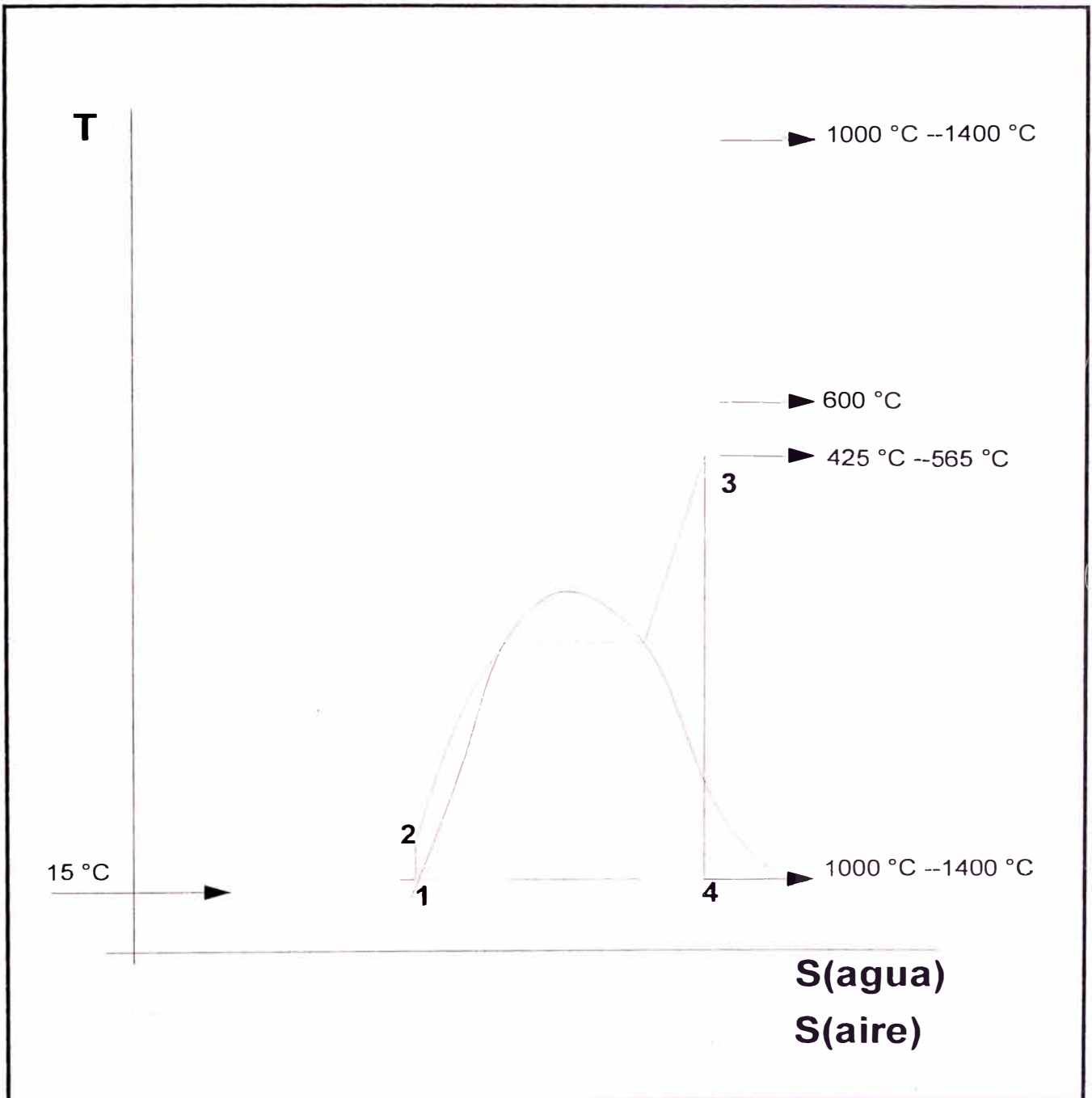
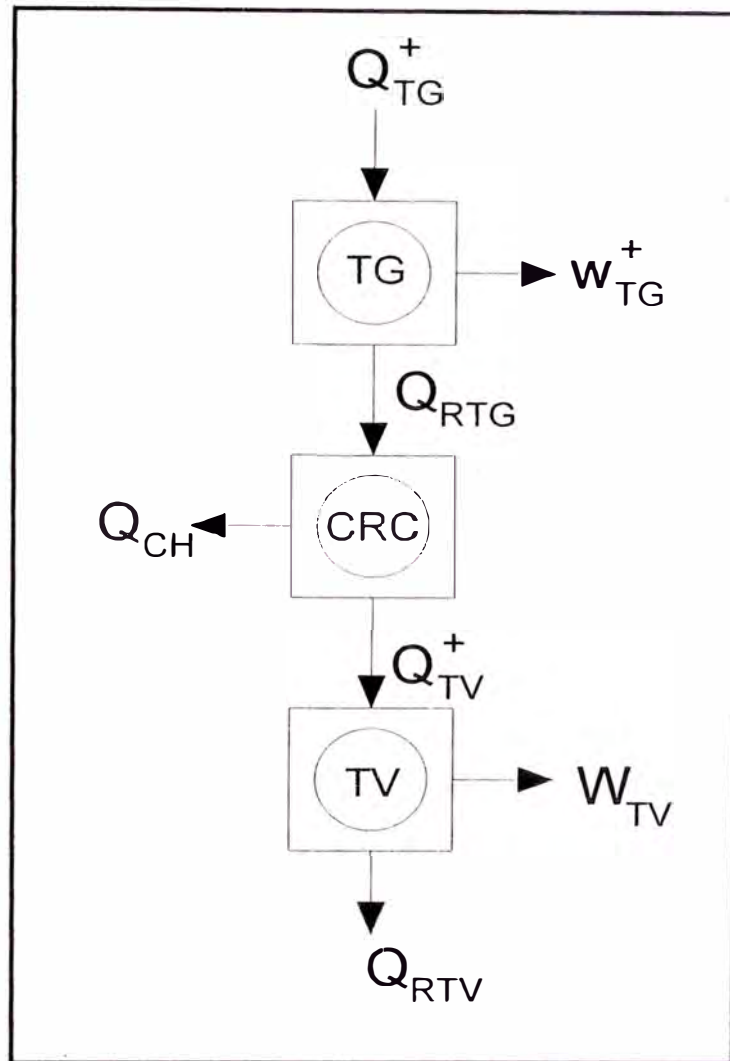


Figura 1.4. Ciclo combinado típico de tres niveles con recalentamiento.



**Figura 1.5.** Representación en un diagrama T-S de la evolución de los fluidos los empleados en los ciclos combinados gas-vapor, así como de valores orientativos de puntos de trabajos fundamentales



**Figura 1.6.** Esquema térmico básico y de flujos de energía de un ciclo combinado gas-vapor.

$Q_{TG}^+$  : Calor aportado en forma de combustible en el ciclo de  
alta-turbina de gas

$Q_{RTG}$  : Calor residual del ciclo de alta-turbina de gas.

$Q_{TV}^+$  : Calor aportado al ciclo de baja-turbina de vapor.

$Q_{RTV}$  : Calor residual del ciclo de baja-turbina de vapor.

$Q_{CH}$  : Calor perdido en el acoplamiento térmico de los dos ciclos, HRSG.

$W_{TG}$  : Trabajo neto del ciclo de alta-turbina de gas.

$W_{TV}$  : Trabajo neto del ciclo de baja-turbina de vapor.

La expresión del rendimiento del ciclo térmico de alta temperatura - turbina de gas viene dado por la expresión:

$$\eta_{TG} = \frac{W_{TG}}{Q_{TG}^+}$$

para el ciclo de baja temperatura —ciclo agua-vapor— será la siguiente:

$$\eta_{TV} = \frac{W_{TV}}{Q_{TV}^+}$$

el rendimiento de la caldera de recuperación se expresa de la siguiente forma:

$$\eta_{CR} = 1 - \frac{Q_{CH}}{Q_{RTG}}$$

y el rendimiento del ciclo combinado vendrá dado por la siguiente relación:

$$\eta_{COMB} = \eta_{TG} + \eta_{TV} \eta_{CR} (1 - \eta_{TG})$$

las expresiones anteriores justifican la importancia para el rendimiento del ciclo combinado que tiene el proceso de recuperación de calor y el acoplamiento térmico entre los ciclos. Una conclusión que puede extraerse de esta expresión es que no necesariamente la combinación de ciclos de alta temperatura y de baja temperatura de máximo rendimiento da como resultado el ciclo combinado de máximo rendimiento, ya que el rendimiento global del ciclo combinado depende también del rendimiento obtenible en la caldera de recuperación de calor.

**CAPITULO II**  
**DESCRIPCION DE SISTEMAS.**

## 2.1. INTRODUCCIÓN.

La Central Térmica de Ciclo Combinado Ventanilla está constituida de los siguientes equipos principales:

- 02 Turbogeneradores
- 02 Calderas Recuperadoras de Calor (HRSG)
- 01 Turbina de Vapor

Los turbogeneradores son la aplicación práctica del ciclo Brayton, mientras que las HRSG y la Turbina de Vapor constituyen son la aplicación ingenieril del Ciclo Rankine.

Pero la implementación de ambos ciclo térmicos necesitan de una diversidad de equipos electromecánicos tales como compresoras, electrobombas, transformadores, intercambiadores de calor, válvulas, sistemas de protección eléctricos entre otros que posibilitan una aplicación eficiente; acorde a los avances tecnológicos logrados a la fecha; de la teoría termodinámica del ciclo Combinado.

En este capítulo se realizará una descripción muy general de los diversos sistemas auxiliares que necesita la Central Térmica de Ciclo Combinado Ventanilla.

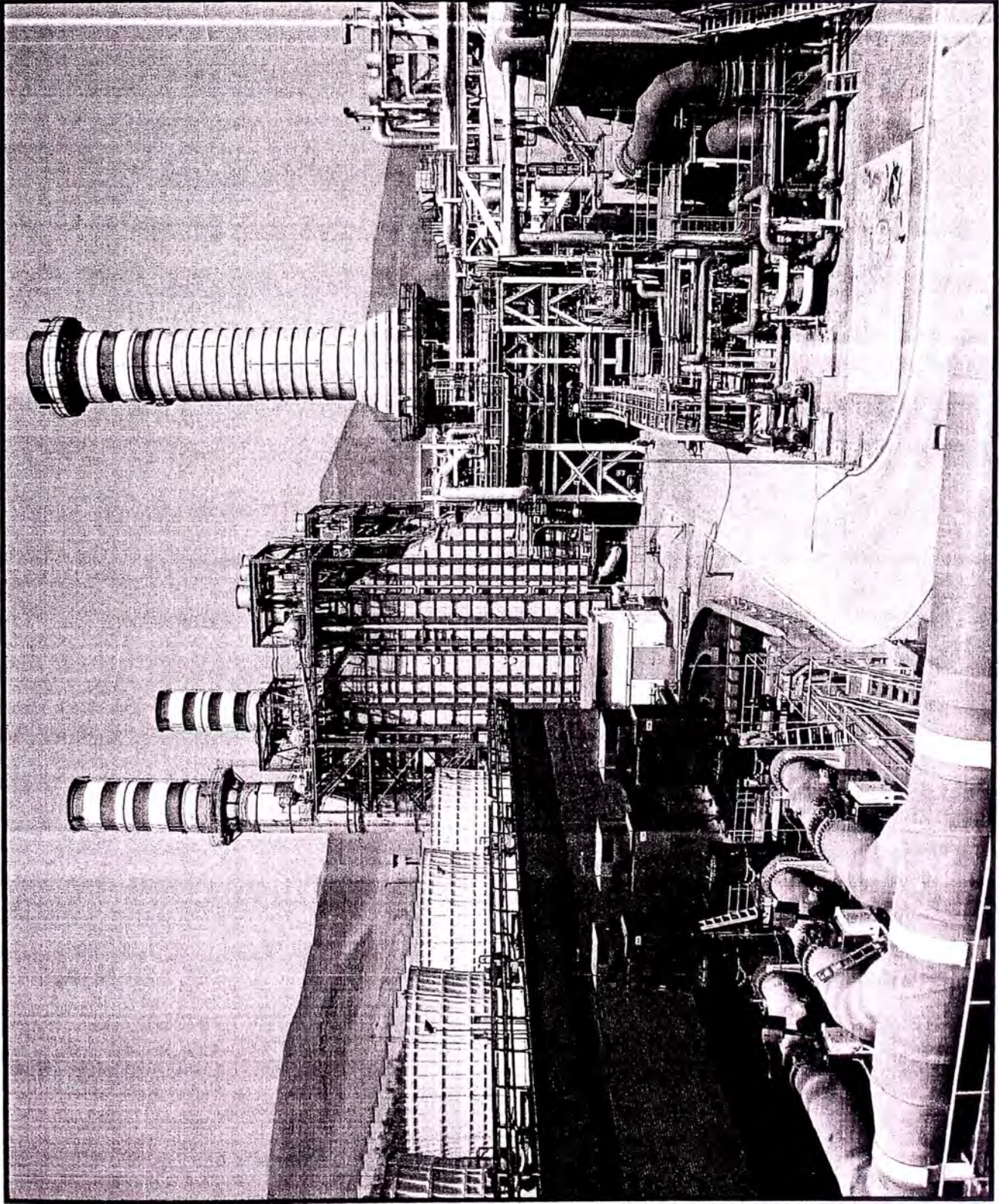


Figura 2.1. Vista panorámica Central Térmica Ventanilla



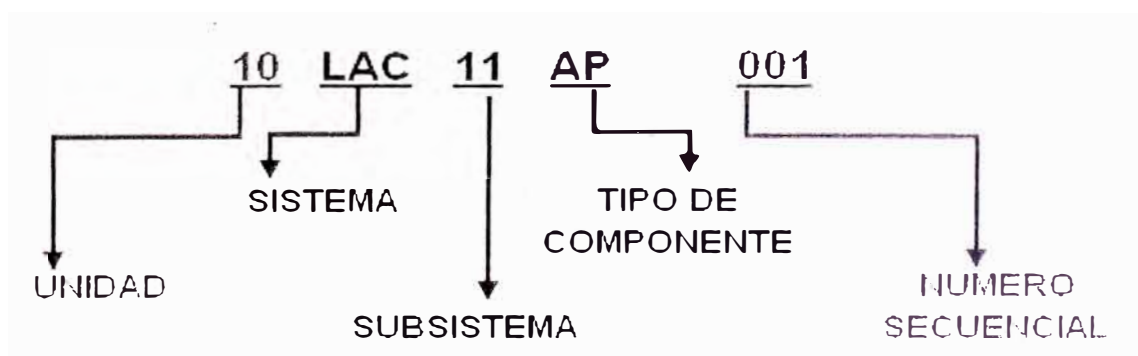
## 2.2. CODIFICACIÓN KKS DE LA CENTRAL TÉRMICA.

A fin de facilitar la administración logística, operativa y del mantenimiento de los equipos que conforman los diferentes sistemas y subsistemas que conforman el Ciclo Combinado, Siemens identifica los diferentes componentes mediante la norma KKS. La norma KKS es aplicable a todo tipo de central termoeléctrica, por lo cual no todos los códigos aplican a una central de Ciclo Combinado, pero dicha norma sí cubre todas las necesidades de una Central de dicho tipo.

El sistema de identificación de plantas de energía o Identificación System for Power Plants o KKS por su abreviatura del alemán de Kraftwerk–Kennzeichen–System.

De manera genérica la estructura de la codificación KKS está constituida de la siguiente manera:

Para el código KKS 10LAC11AP001:



**Figura. 2.2.** Ejemplo de Codificación KKS.

La información suministrada por el código expuesto en la figura 2.2. es el siguiente:

Unidad            Turbina de Vapor N° 05.

Sistema           Sistema de Bombeo de Agua de Alimentación.

Subsistema : Subsistema N° 11 (Ya que dicho sistema cuenta con 03 bombas de agua de alimentación 11,12 y 13).

Tipo Componente : AP (Bomba).

Numero Secuencial : 001 (Ya que dicho subsistema podría contar con una bomba de respaldo que vendría a ser la N° 002)

Los códigos utilizados en el Ciclo Combinado Ventanilla se muestran de manera detallada en la versión resumida de la norma KKS adjuntada en el anexo N° 01.

## **2.3. SISTEMA SUPERIOR DE LA TURBINA A GAS.**

### **2.3.1. TURBOGENERADORES 3 Y 4.**

Esta Turbina trabaja bajo el ciclo de Joule – Brayton, la turbogenerador básico de combustión es de 200 MVA, 3600 rpm., de eje simple, con un flujo de aire de 449 Kg./s y una temperatura de salida de escape de 560°C, montados sobre cojinetes y acoplamiento simple, a este eje van montados: un compresor de flujo axial con una razón de compresión de 17:1, de 15 etapas, con un distribuidor de flujo con alabes guía orientables y ángulo variable con operación de mando eléctrico (IGV); un sistema de combustión integrado por una cámara de combustión tipo anillo híbrido o Anular (HBR3) con 24 quemadores a su vez estos quemadores tienen toberas para trabajar en modo de difusión y premix con combustible líquido y gaseoso removibles, con termocuplas, ignitores de media tensión, 2 detectores de flama por luz ultravioleta; una turbina de reacción de 4 etapas,

con carcasa partida horizontalmente para fácil acceso interno, esta contiene en cada una de sus etapas álabes removibles individualmente, eje formado por discos empernados, enfriado por aire frío, las cubiertas son de alta temperatura y aisladas.



**Figura. 2.3.** Casa de Turbinas de Gas

#### **2.3.1.1. EL ROTOR.**

El rotor está preparado para girar a 3600 RPM, el eje de la turbina es del tipo simple y es sostenido por dos cojinetes (Compresor y Turbina). La turbina tiene un eje común para el compresor y la turbina, construido de varios discos y tres ejes huecos, fijados a través de un tirante central. De esta forma sólo son necesarios dos cojinetes para soportar el rotor. Estos

cojinetes están localizados en la entrada del compresor y salida de la turbina, lo cual significa que están localizados en áreas no presurizadas.

En la terminación del compresor se dispone de un cojinete combinado, el cual soporta el rotor, compensa los empujes axiales y guía el rotor en su posición axial. En la figura 2.4 se muestra una vista general del rotor del turbocompresor notar las tres partes que la componen, compresor, cámara de combustión y la turbina propiamente dicha a la cual se encuentra unida el exhaust.

#### **2.3.1.2. EL VIRADOR HIDRAÚLICO.**

El virador hidráulico tiene como misión girar el rotor de la turbina de gas después de la parada, para evitar deformaciones en el eje como consecuencia de un enfriamiento no uniforme. Se requiere una mínima velocidad para asegurar el soporte adecuado por el fluido del cojinete.

El virador está embridado a la parte frontal del alojamiento del cojinete del compresor. Consiste en un rodete tipo Pelton, seis boquillas en la parte superior y la carcasa. El aceite a presión es suministrado a través de la carcasa y boquillas, impulsando el rodete, el cual está montado sobre el eje intermedio de la turbina. Mientras la turbina de gas está virándose las bombas de aceite AC, se encuentran en funcionamiento suministrando el aceite al virador y cojinetes. En la figura 2.5. se nota detalle del virador hidráulico con las conexiones del sistema de lubricación.

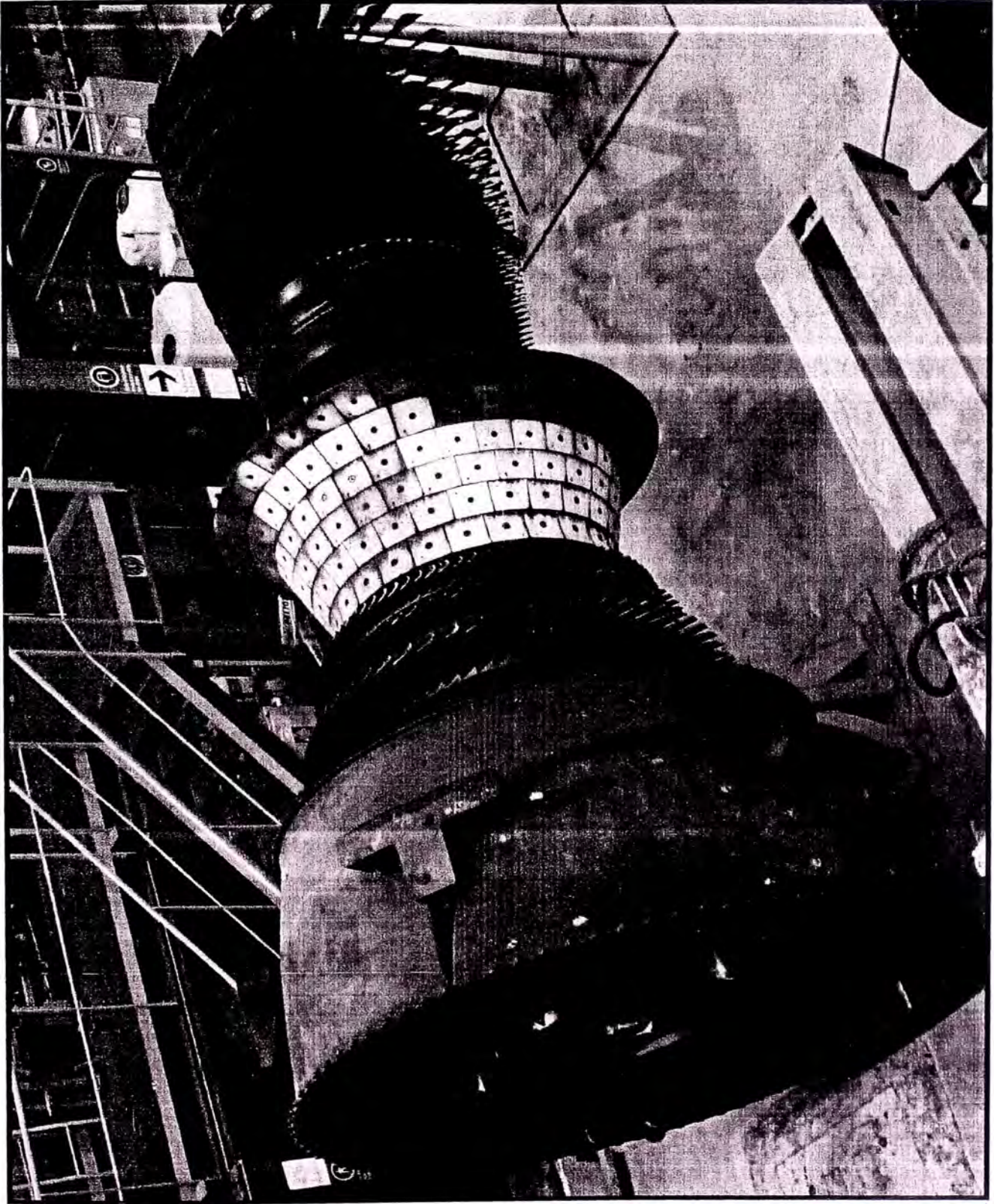
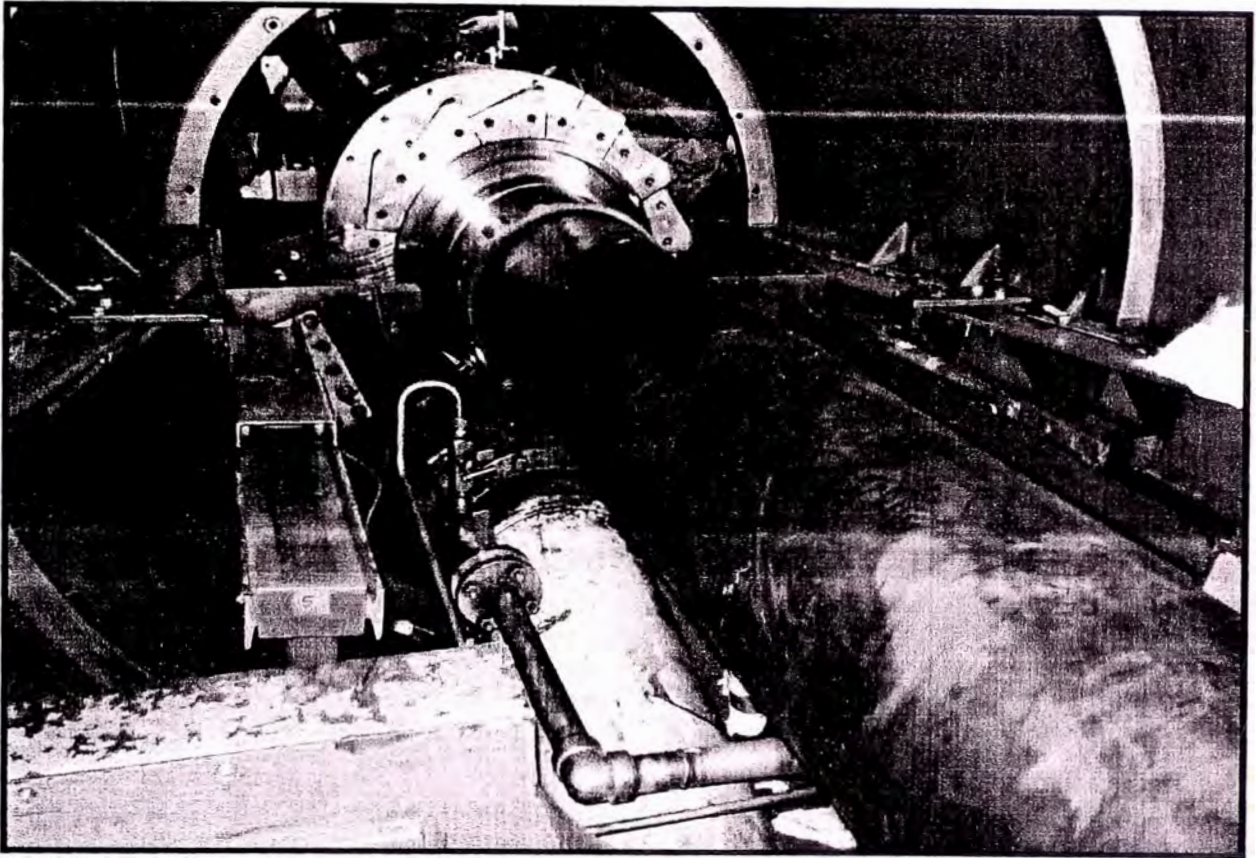


Figura. 2.4. Vista general del rotor de turbocompresor



**Figura. 2.5.** Vista general del virador hidráulico.

### **2.3.1.3. EL COMPRESOR.**

El Compresor de la Turbina consta del rotor y la carcasa que lo encierra, es del tipo Axial. El aire es comprimido en quince etapas con una relación de compresión aproximada de 17:1.

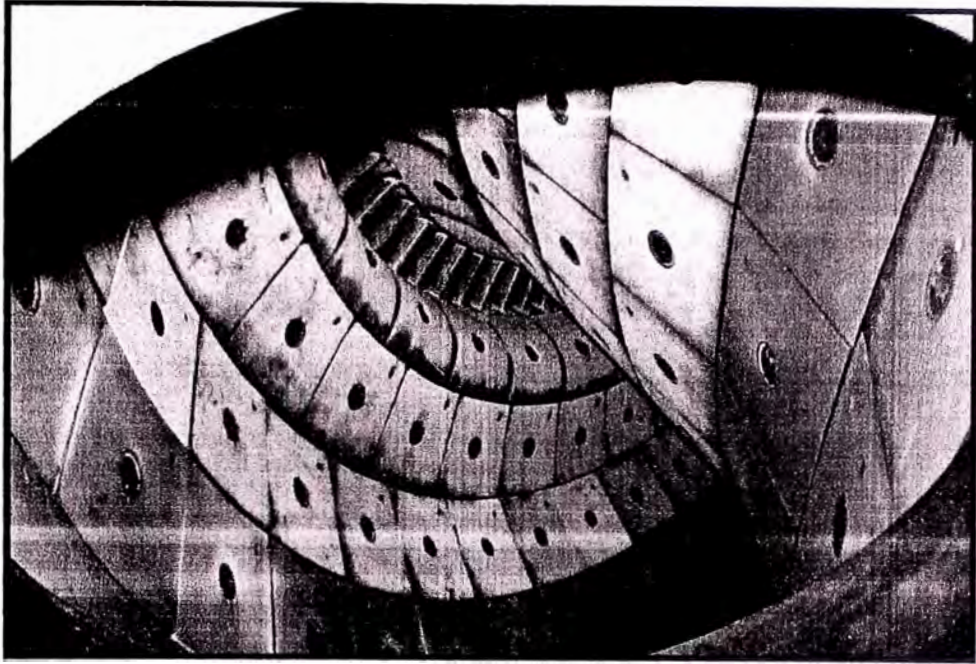
La separación de los álabes guía de admisión (I.G.V) puede variarse para mantener una temperatura constante a la salida por debajo de media carga sin una pérdida apreciable de rendimiento. Reparar en la geometría de los alabes del compresor en la figura 2.6.



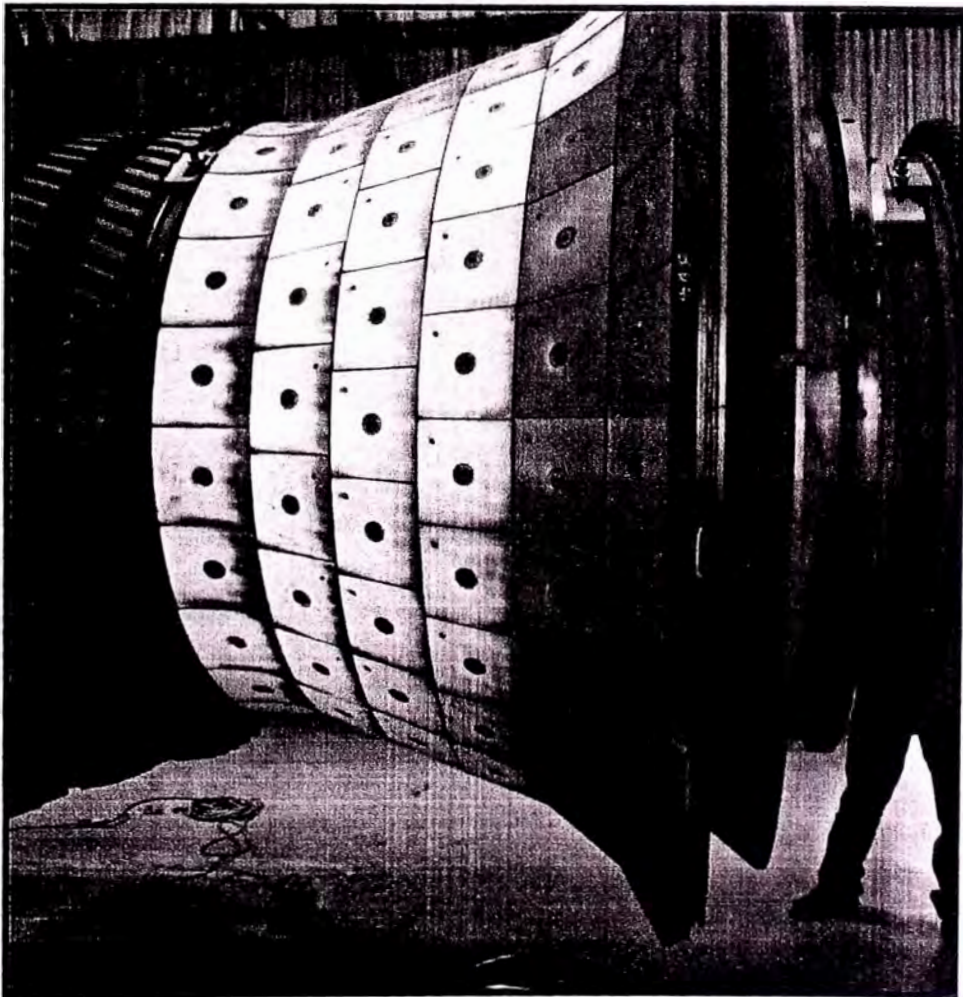
**Figura. 2.6.** Vista de corona de alabes de compresor

#### **2.3.1.4. LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN.**

El sistema de combustión es integrado por una cámara del tipo Anillo Híbrido o anular (HBR), que está conformada por placas de acero con recubrimiento cerámico, este tipo de cámara utiliza 24 quemadores, a su vez estos quemadores tienen toberas para trabajar del modo difusión y premix con combustible líquido y gaseoso removibles, como instrumentos de control contiene termocuplas, ignitores en media tensión y 2 detectores de flama por luz ultravioleta. El utilizar combustores HBR protegidos con ladrillos cerámicos permite eliminar la potencial aparición de rajaduras causadas por la alta temperatura.



**Figura. 2.7.** Vista interna de cámara de combustión ensamblada.

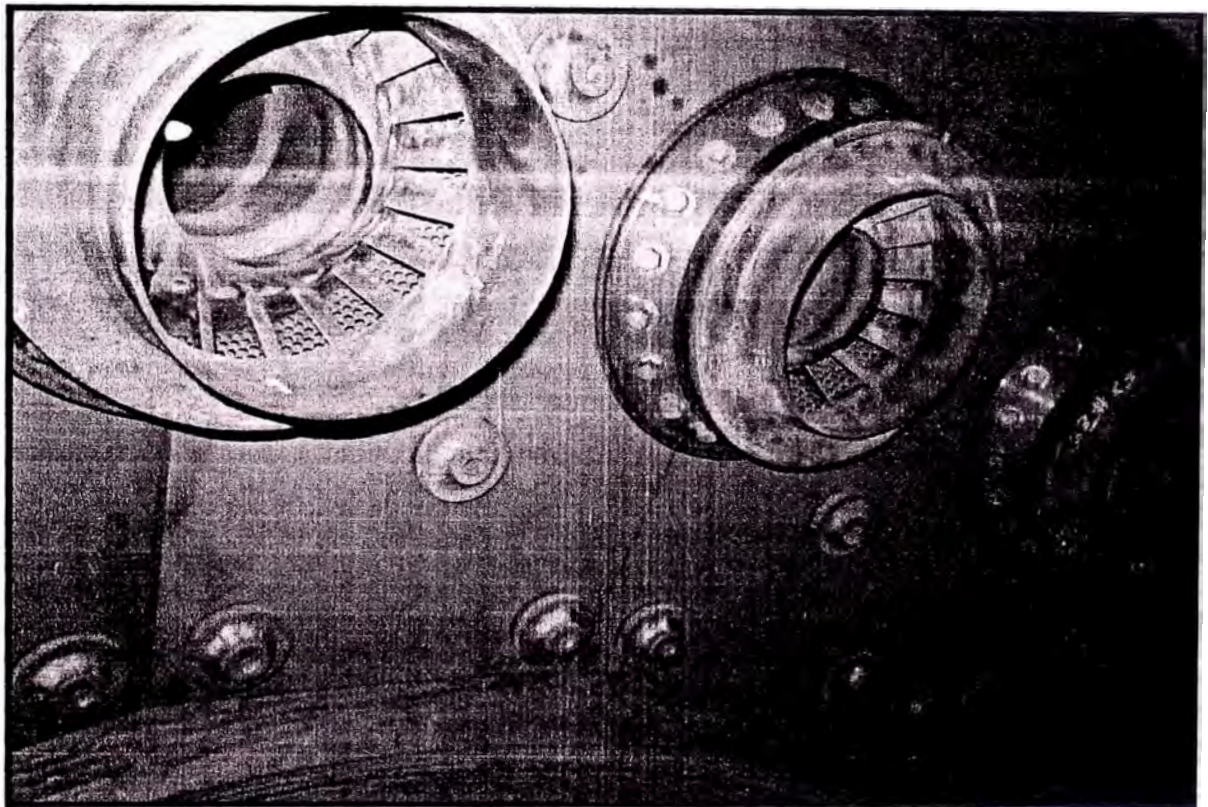


**Figura. 2.8.** Vista de parte interna de cámara de combustión.



### 2.3.1.5. LOS QUEMADORES.

Los quemadores híbridos de bajo NOx permiten mínimas emisiones de CO mediante el modo de premix a altos niveles de carga. El quemador del tipo HBR3 esta previsto para trabajar en dos modos de operación, tanto con Diesel 2 y Gas Natural:



**Figura. 2.9.** Quemadores de Turbina de Gas

### 2.3.1.6. LA TURBINA.

Esta es una turbina de Reacción donde los gases calientes de la cámara de combustión se expanden en una turbina de cuatro etapas, con carcasa partida horizontalmente para fácil acceso interno.

Este tipo de turbina esta provista de un sofisticado sistema de Refrigeración. Con la única excepción de la última etapa de álabes rotatorios, todo el resto de álabes tanto estáticos como rotatorios son refrigerados por aire. El aire

de refrigeración es suministrado a diferentes niveles de presión y temperatura por medio de extracciones desde el sector del compresor con el propósito de lograr el mejor efecto refrigerante posible y al mismo tiempo mejorar el desempeño térmico de la unidad.

Fabricante	SIEMENS
Modelo	SGT6-4000F
Tipo	V84.3A
Velocidad	3600 rpm.
Nº de etapas del compresor	15
Relación de compresión	01:17
Número de etapas turbina	4
Temperatura gases calientes	Aprox. 1190 °C
Temperatura gases de escape	560 °C.
Número de unidades	2

**Tabla 2.1.** Datos Técnicos Turbocompresor TG3 y TG4.

Condiciones de diseño a 100% carga		
Temperatura	°C	22,8
Humedad Relativa	%	70
Presión Atmosférica	mbar	1005
Pérdida de carga entrada	mbar	10
Pérdida de carga salida	mbar	10

**Tabla 2.2.** Condiciones a Plena Carga TG3 y TG4.



**Figura. 2.10.** Vista de alabes de turbina de gas.

### **2.3.1.7. COMPONENTES AUXILIARES.**

#### **2.3.1.7.1. SISTEMA DE LUBRICACIÓN Y GATEO.**

El sistema de Lubricación está compuesto por cuatro bombas, como indica en la tabla 2.3. que se muestra a continuación:

Composición del sistema de lubricación					
Bomba	Potencia	Voltaje	Eje	Presión	Caudal
Principal	40 HP	480 V	Vertical	93 psig	430 GPM
Auxiliar	40 HP	480 V	Vertical	93 psig	430 GPM
Emergencia	5 HP	125 Vdc	Vertical	22 psig	200 GPM
Levante- Gateo	30 HP	480 V	Vertical	2300 psi	14 GPM

**Tabla 2.3.** Datos Equipos del Sistema de Lubricación

Para poner la turbina en velocidad de giro se tiene una pequeña turbina Pelton que se encuentra en la parte delantera de la turbina insertada en el eje y pone en marcha las dos bombas de 40 HP, así como debe estar en servicio la bomba de Levante, para lo cual desde la consola se manda apertura de válvula (TVC). De encontrar baja presión automáticamente entrará la bomba de emergencia.

#### **2.3.1.7.2. SISTEMA DE COMBUSTIBLE LÍQUIDO.**

Compuesto por tres electrobombas de 150 HP, 480 V, de eje vertical, permite mantener el flujo de 150 GPM, a una presión de 850 a 1250 psig, la operación normal de cada una de las bombas es del 50% de su capacidad nominal.

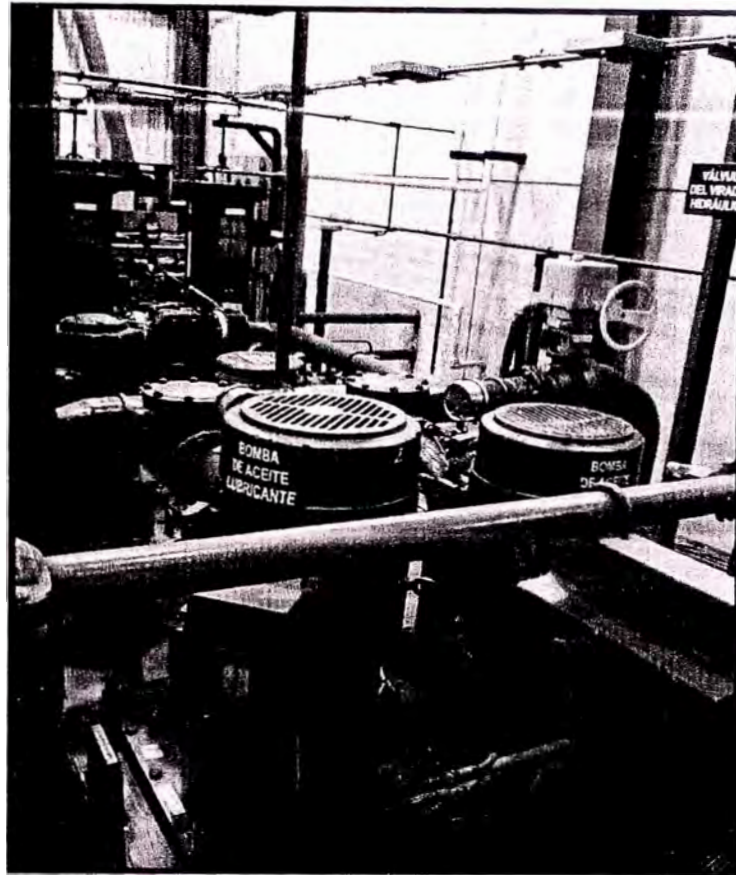


Figura. 2.11. Vista del sistema de lubricación.

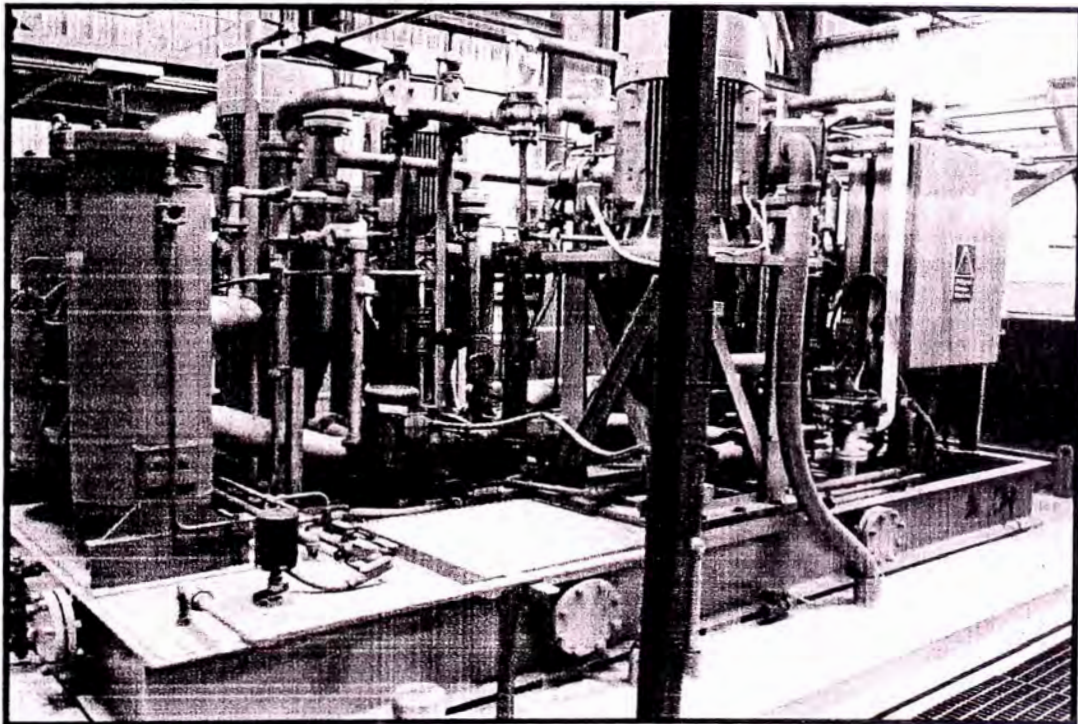
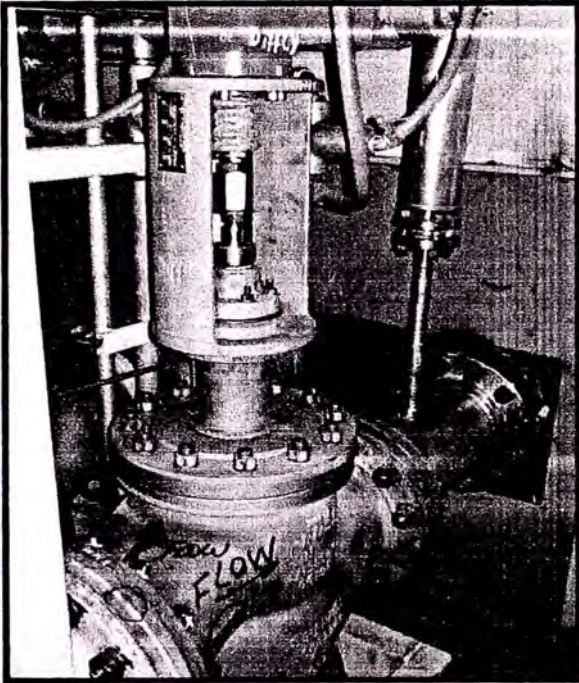
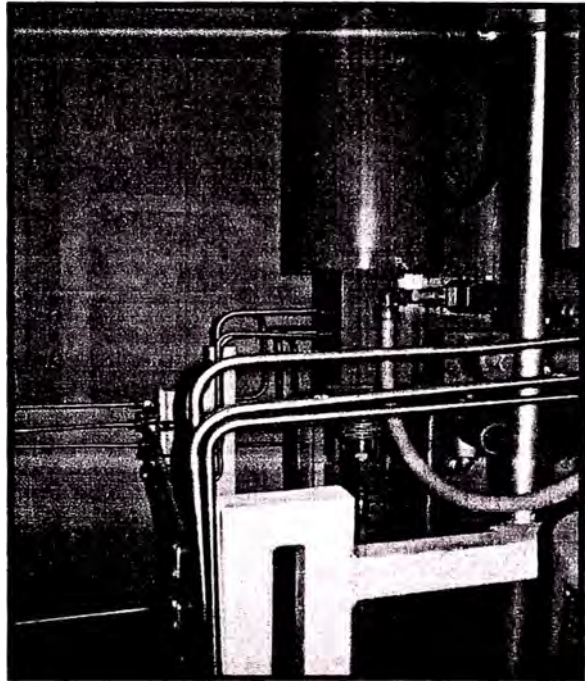


Figura. 2.12. Vista del skid de combustible diesel.



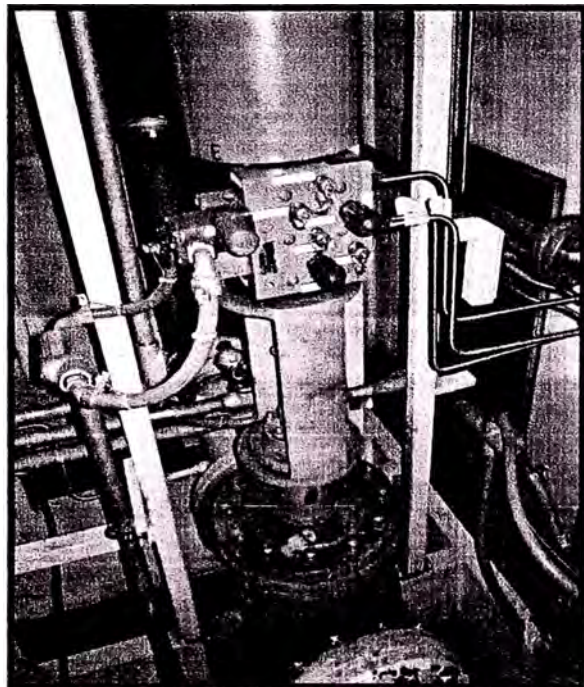
Difusión



Premix



Piloto



Shut off

**Figura. 2.13.** Vista de válvulas del skid de regulación de GN

#### **2.3.1.7.3. SISTEMA DE COMBUSTIBLE GASEOSO.**

En este skid se encuentran las válvulas de control accionadas por aceite hidráulico; una válvula de parada de emergencia, una válvula de regulación de modo difusión, una válvula de regulación de modo premix y una válvula de regulación de modo piloto, estas son precedidas por un filtro o Strainer que es una rejilla para evitar que cualquier objeto extraño ingrese a la cámara de combustión, este sistema contiene un sistema de venteo que está comprendido por una válvula accionada con aire comprimido. En las figuras 2.13. se muestra las válvulas principales de dicho skid.

#### **2.3.1.7.4. SISTEMA DE ACEITE HIDRÁULICO.**

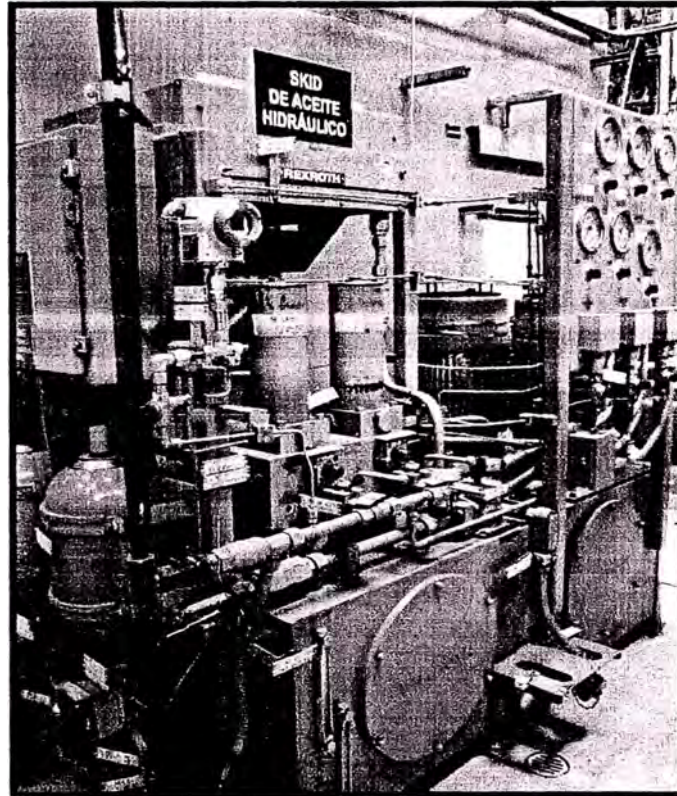
La función de este sistema es generar un fluido de control de alta presión para accionar las válvulas, transformando la señal eléctrica de control de la turbina a una señal de control hidráulico y está compuesto por dos electrobombas de 20 HP, 2500 PSI de descarga y 2 electrobombas de enfriamiento que están en el mismo eje y por dos acumuladores de nitrógeno de compensación, la capacidad del tanque es de 150 galones.

#### **2.3.1.7.5. SISTEMA DE IGNICIÓN DE COMBUSTIBLE.**

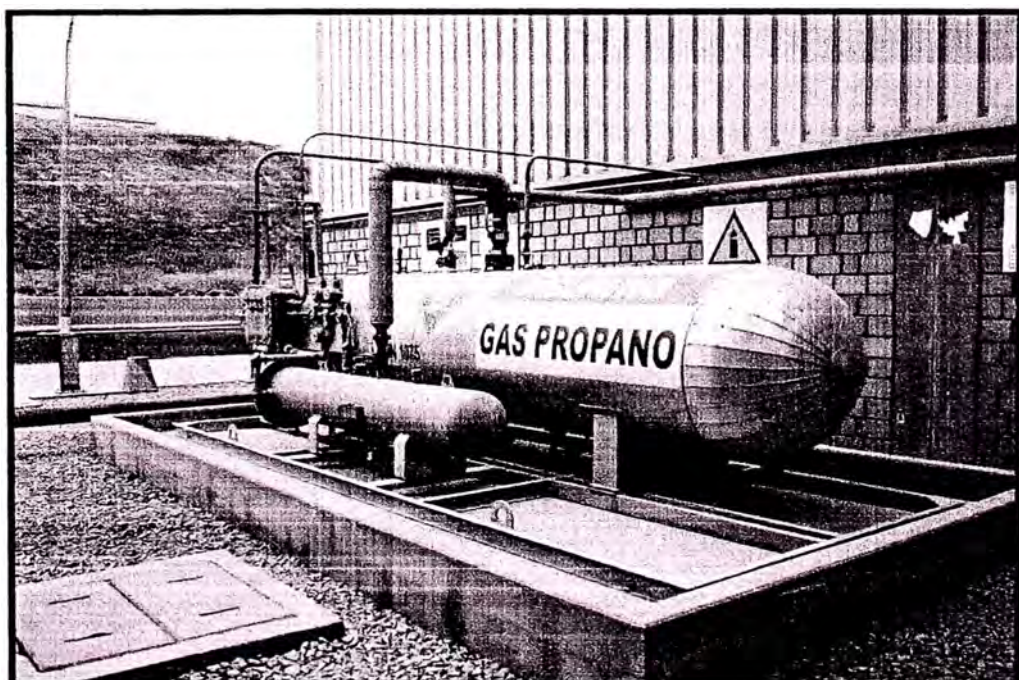
La turbina a gas siempre tiene que arrancar con un combustible gaseoso, tal como gas natural con un poder calorífico superior a 35 000 KJ/Kg. o en su defecto gas propano.

En la operación con combustible líquido, en los casos que no se dispone de gas natural, se suministra gas propano, desde el tanque de almacenamiento de gas de ignición, a los quemadores híbridos, a través de las líneas de gas modo difusión, produciéndose la ignición del propano, mediante las bujías.

La llama de ignición produce entonces el encendido del combustible líquido en el subsistema para el modo de difusión de combustible líquido.



**Figura. 2.14.** Skid de aceite hidráulico.



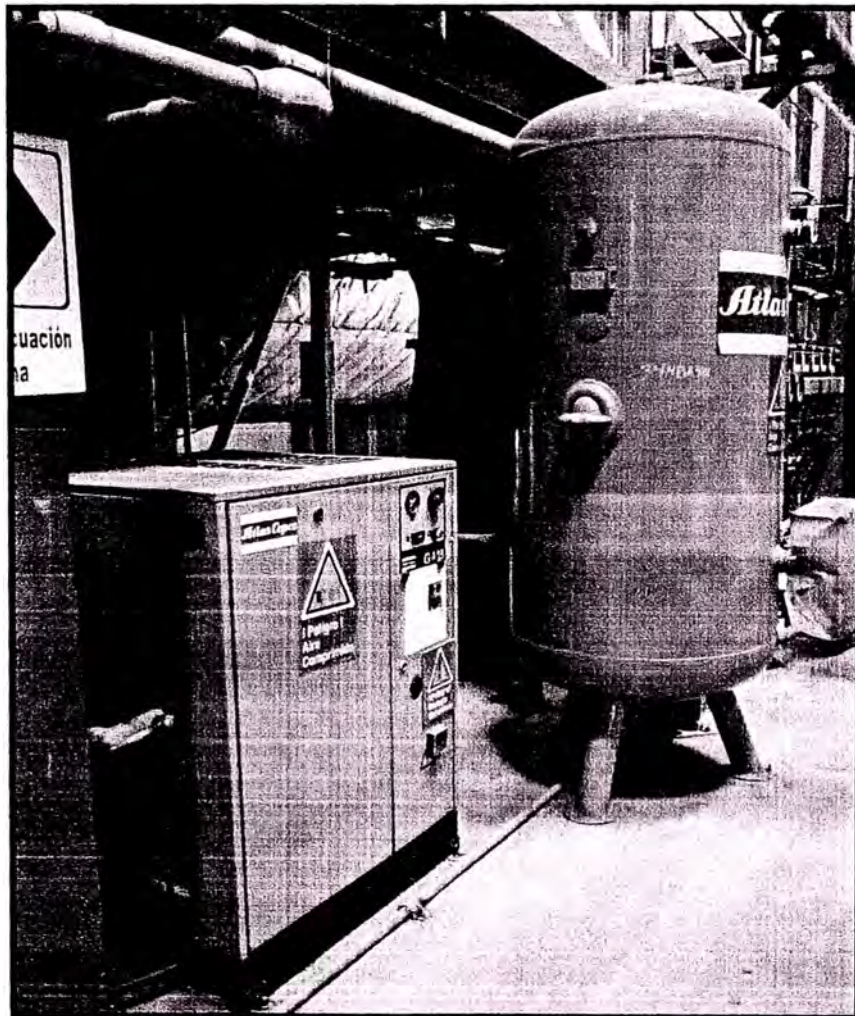
**Figura. 2.15.** Sistema de ignición de combustible.



### **2.3.1.7.6. SISTEMA DE AIRE DE CONTROL DE VÁLVULAS DE SANGRADO.**

Está constituido por un compresor marca Atlas Copco GA18 que mantiene el aire comprimido en un tanque a 7 bar, cada máquina cuenta con su sistema independiente, pero como soporte entre ambas unidades existe una línea de interconexión.

Las cuatro líneas de sangrado son: Dos (2) de la Cuarta etapa, una (1) de la novena etapa y una (1) de la décimo tercera etapa del compresor.



**Figura. 2.16.** Compresor de Control de Válvulas de Sangrado.

#### **2.3.1.7.7. SISTEMA DE AGUA NOx.**

Actualmente y gracias a los avances en la tecnología de los materiales se ha logrado incrementos en la temperatura de entrada de la turbina de gas, pero este incremento en la temperatura, trae consigo un efecto indeseable, la formación de emisiones NOx.

Los objetivos del sistema de agua NOx son:

- *Disminuir la formación de emisiones NOx a niveles medioambientales permitidos.*
- *Permitir la inyección de mayor volumen de combustible, lo cual posibilita un mayor flujo másico de gases de combustión, logrando una mayor potencia en la turbina sin incrementar la potencia necesaria en el compresor y sin que signifique un peligroso aumento de la temperatura a la entrada del compresor.*

#### **2.3.1.7.8. SISTEMA DE AIRE SELLADO.**

Este sistema es utilizado para enfriar el sangrado de aire comprimido a la salida del compresor, para sellar las tuberías de diesel que van a los quemadores con aire, en operación con gas natural; en otros casos en operación con Diesel, también es usado para secar las tuberías de difusión que van a los quemadores luego de una operación con este combustible.

Este sistema consta de un módulo intercambiador con ventilación forzada, el cual identifica la temperatura del aire comprimido y arrancar los ventiladores que hay en él para obtener el aire deseado para el respectivo sellado de las tuberías.

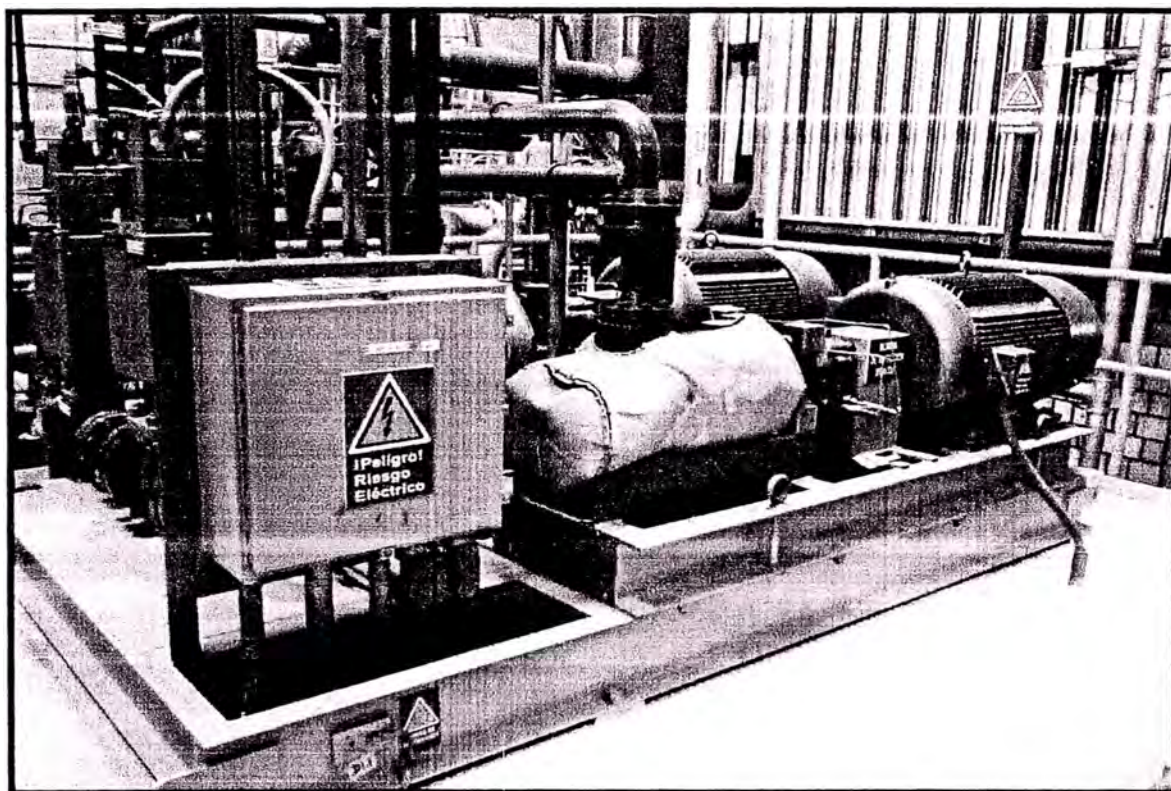


Figura. 2.17. Sistema de agua NOx.

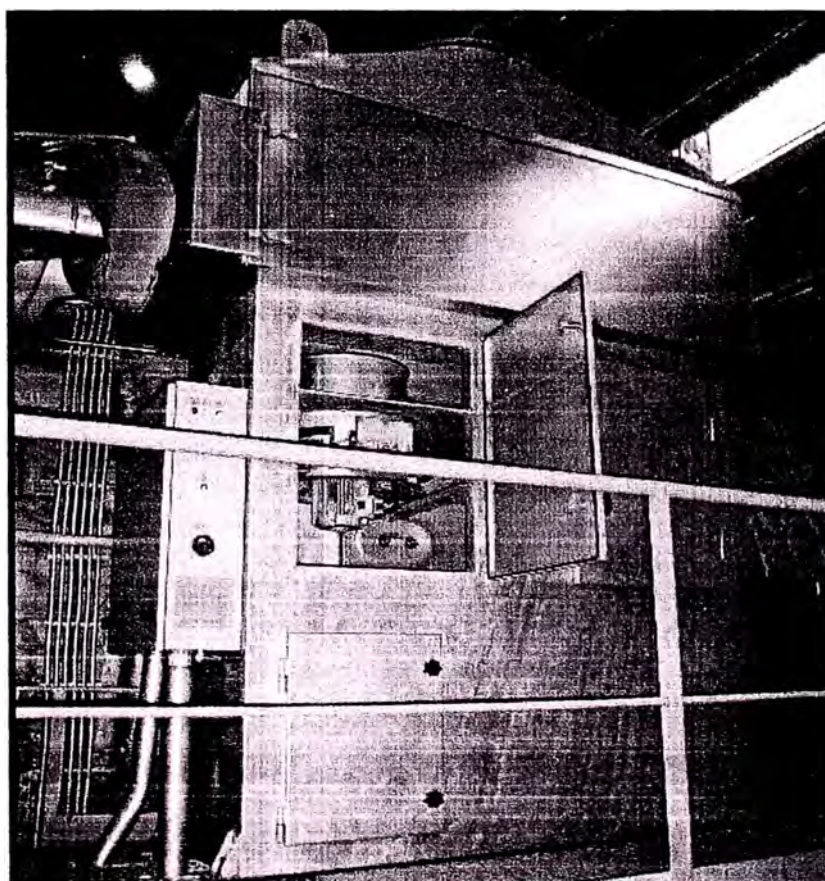
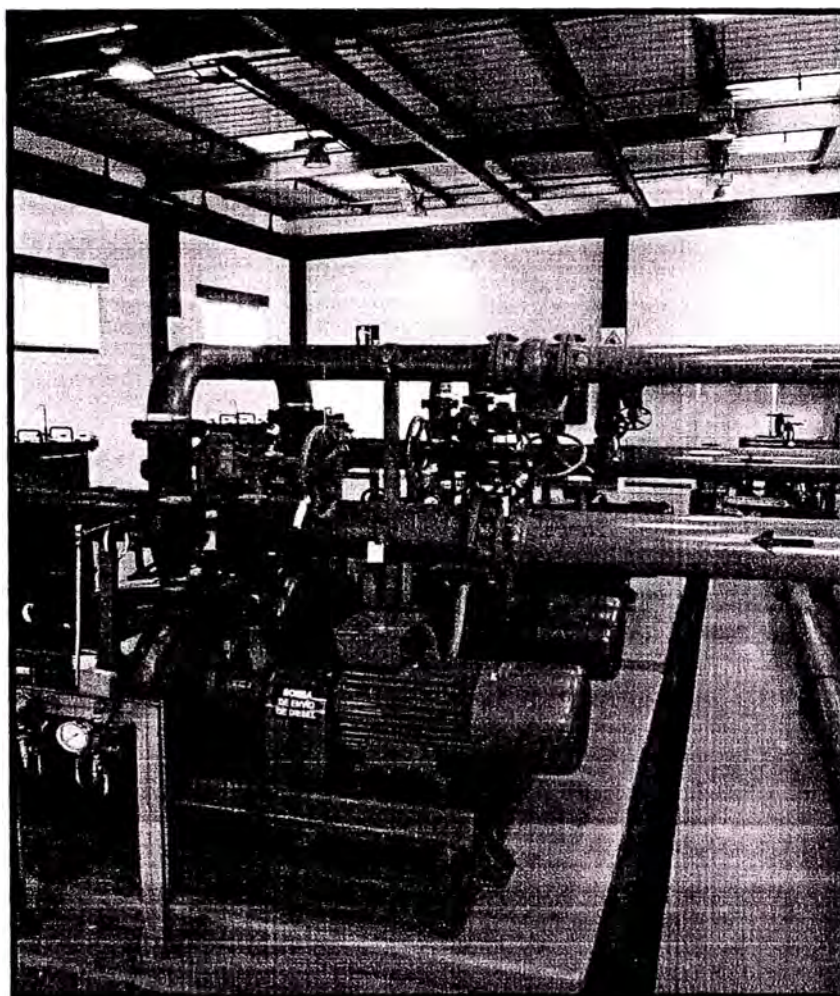


Figura. 2.18. Sistema aire de sellado.

### 2.3.1.8. SUMINISTRO DE ENERGÉTICOS.

La planta utiliza dos tipos de combustible, petróleo Diesel 2, el cual es suministrado por la refinería de La Pampilla por un oleoducto; y gas natural, el cual es suministrado por Calidda a una presión de 25 bar.



**Figura. 2.19.** Sistema de envío de diesel.

#### 2.3.1.8.1. SISTEMA DE COMBUSTIBLE DIESEL 2.

La empresa REPSOL – YPF transfiere petróleo diesel 2 de la calidad normada por SIEMENS, desde sus tanques de almacenamiento, mediante las electrobombas en la refinería y por el oleoducto hasta el tanque N°. 1, ubicada en la plataforma a 90 msnm.

Cada vez que se lance una turbina de combustión, automáticamente será lanzada al menos una de las dos electrobombas de 20 HP, integradas a cada planta de envío y cuando la demanda así lo exija entrarán las dos bombas de operación. La alternación de operación es automática.

El sistema de combustible líquido, está constituido por:

Una planta de Bombeo, un oleoducto desde La Pampilla, cuatro tanques, bombas de transferencia, planta de separación (Centrífuga), planta de envío de combustible a la casa de máquinas, Skid de Combustible propiamente dicho y un sistema de lucha contra el fuego en la plataforma de tanques.

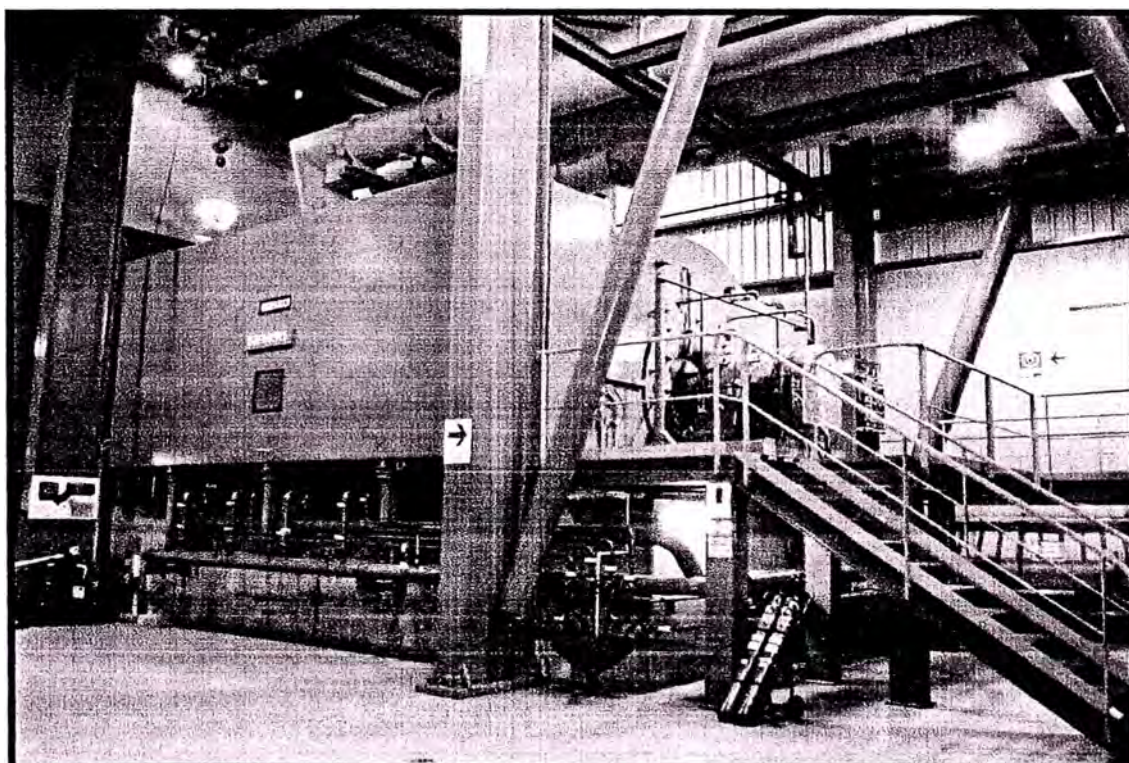
#### **2.3.1.8.2. SISTEMA DE GAS NATURAL.**

El sistema cuenta con un gasoducto de 12" de diámetro que nace enseguida del patio de válvulas del distribuidor, inmediatamente se cuenta con una válvula de corte principal de cierre inmediato. Esta tubería es única hasta llegar al sistema de regulación donde se reparte para cada unidad.

El sistema dentro de la planta, contiene un sistema cromatográfico, para los análisis de los componentes del gas natural como su poder calorífico; un sistema de almacenamiento de gas, el cual se utiliza para emergencias de corte de suministro; un sistema de regulación, en este punto se subdivide y regula para cada unidad; un sistema de corte, para cualquier emergencia de siniestro cerca de la casa de máquinas; y el sistema de filtrado, que separa cualquier impureza que pueda ingresar a la máquina, luego de este sistema ingresa a los skids respectivos por cada unidad. Una descripción más detallada del "Sistema de suministro del Gas Natural" se realizará en el apartado 2.6.

### **2.3.2. EL SISTEMA ELÉCTRICO.**

Siendo una Central de Ciclo Combinado una instalación donde encontramos una diversidad de equipos electromecánicos y una alta aplicación de la tecnología de equipos electrónicos en lo concerniente al sistema de aplicación y control, en este apartado procedemos a describir los equipos eléctricos principales tales como: El Generador eléctrico, el interruptor principal, el convertidor estático de frecuencia y los transformadores entre otros.



**Figura. 2.20.** Generador eléctrico Siemens

#### **2.3.2.1. EL GENERADOR ELÉCTRICO.**

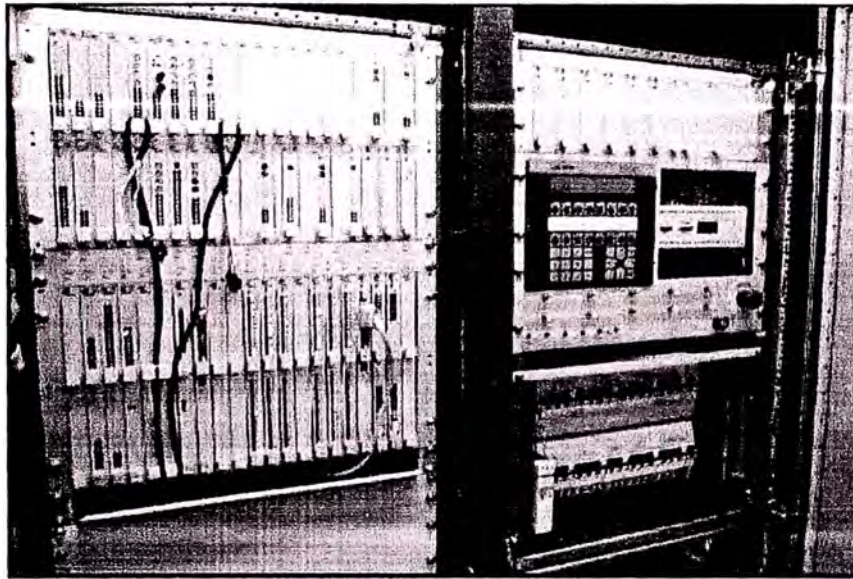
El generador acoplado al eje de la turbina a gas de dos polos normalmente enfriados por aire los cuales tienen un desempeño acorde con las variaciones de la temperatura ambiente. Estos generadores se

encuentran en distintos tamaños para permitir un fácil acople a la potencia de salida de la turbina a gas siendo este generador de 200 MVA, 3600 rpm., 60 Hz., 16 KV, con razón de corto circuito de 0,42; 20,3% de reactancia transitoria, aislamiento clase F, con un máximo de 130°C. Estos se muestran en la Figura 45, donde además se puede observar la disposición lateral de un enfriador del tipo TEWAC. Todos los generadores enfriados por aire disponen de un sistema que permite el uso del aire ambiente previamente filtrado para la refrigeración de los componentes internos.

#### **2.3.2.2. CONVERTIDOR ESTÁTICO DE FRECUENCIA (SFC).**

Este es un paquete de arranque, es de marca AEG y está constituido por el transformador de arranque, convertidor de línea de corriente alterna, bobina de choque, transformadores de corriente, inversor de corriente continua a alterna, aisladores externos, barra de arranque, controlador de velocidad y limitadores de corriente; la operación es de aproximadamente 5 minutos desde que lleva a la turbina de 0 a 2700 rpm.

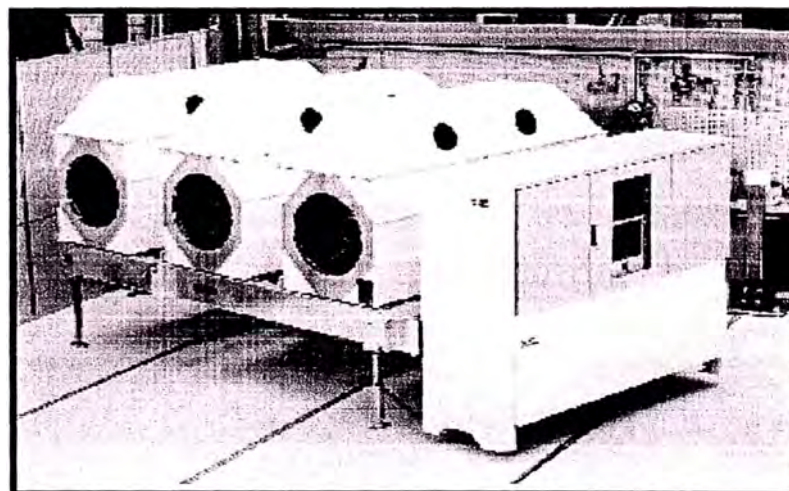
El convertidor estático de frecuencia o SFC (Static Frequency Converter) o SSD (Static Starting Device) permite llevar al rotor a una velocidad a la cual la inyección de combustible en la cámara de combustión pueda seguir impulsándolo hasta la velocidad de sincronismo y su posterior acoplamiento con la red.



**Figura. 2.21.** Convertidor estático de frecuencia

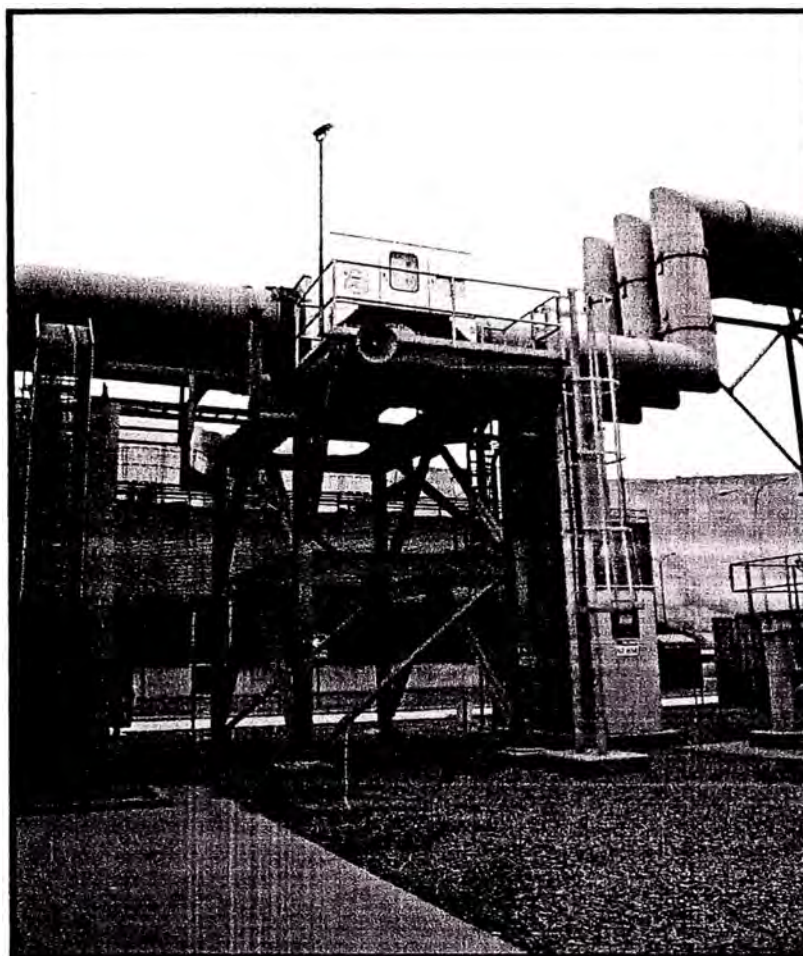
### **2.3.2.3. EL INTERRUPTOR DE SINCRONIZACIÓN.**

Es del tipo automático, con aislamiento SF6, de 16 KV, dotado de seccionadores y transformadores de tensión y corriente. Está ubicado en un cubículo de acero. Este interruptor es de marca ABB y la presión mínima de operación es 5,5 bar.



**Figura. 2.22.** Interruptor de sincronización ABB

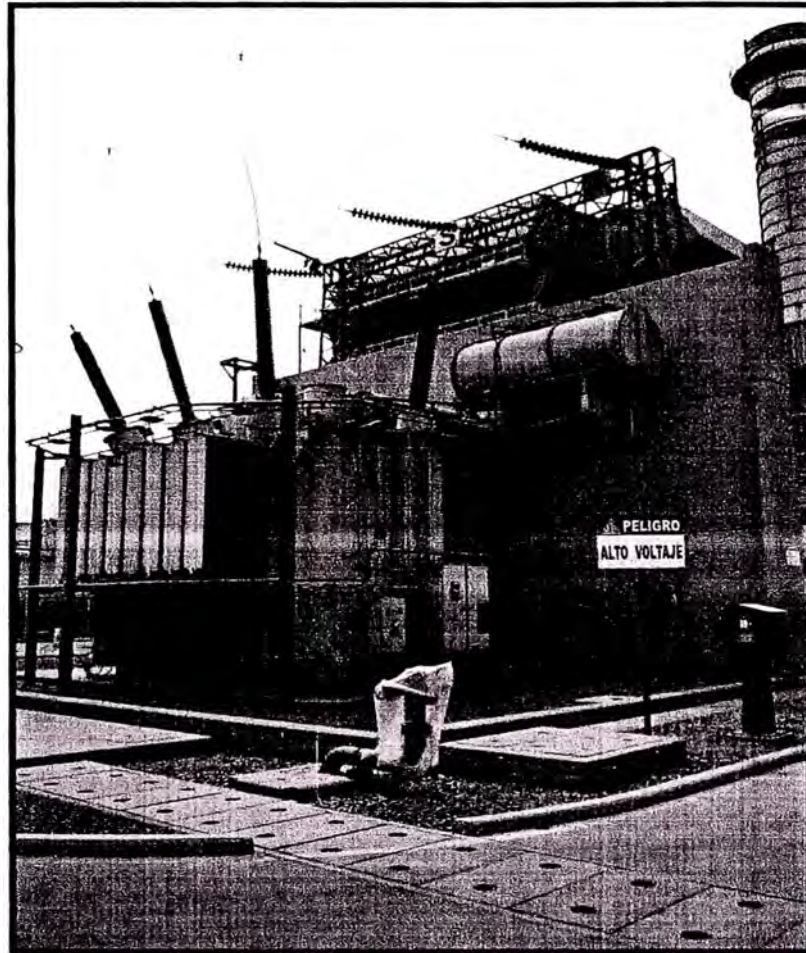




**Figura. 2.23.** Emplazamiento del interruptor de sincronización.

#### **2.3.2.4. SISTEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN.**

La Central abastece sus sistemas de 16 KV a través de la derivación rígida, sobre las barras principales de potencia, toma energía de la red del SINAC y excita los transformadores de arranque y auxiliares que sirven para la turbina y sus sistemas auxiliares a través de su transformador de 16/6,6 KV, el cual está conectado a un transformador auxiliar de relación 6,6/0,48 KV para alimentación de los equipos auxiliares de menos de 200 KW así como de los equipos convertidores a 220 VCC y 24 VCC.



**Figura. 2.24.** Transformador principal de Potencia 16/220 kV.

#### **2.3.2.5. SISTEMA DE POTENCIA EN ALTA TENSIÓN.**

La Central para operar normalmente, requiere tener excitados los transformadores de potencia, 225 MVA, con los que se enlaza a 220 KV a las barras de la subestación anexa.

Las protecciones de falla en barras y/o transformadores disparan el interruptor de muy alta tensión, que liga el transformador de potencia con las barras de 220 KV. Dicha unidad también corresponde a disyuntores aislados en SF6.

### **2.3.2.6. GRUPO DIESEL DE EMERGENCIA.**

La Central cuenta con dos grupos electrogeneradores Diesel de 1500 KW cada uno, 1800 rpm operando a 4160 V, 60 Hz, trifásicos, con tableros y medios de sincronización semiautomática, enclavados con un tablero de media tensión.

Este grupo constituye singularmente un sistema de arranque en ausencia de otra fuente de tensión, si bien no habilita la inserción de las unidades en la red del SEIN, mantiene los sistemas auxiliares en funcionamiento.



**Figura. 2.25.** Generadores Diesel (Black Start)

## **2.4. SISTEMA INFERIOR DE LA TURBINA A VAPOR**

El Ciclo Combinado está compuesto por una Caldera Recuperadora HRSG de los Gases de escape de la Turbina a gas, que son alrededor de los 510°C, y el ciclo a vapor propiamente dicho. La caldera a vapor cuenta con tres domos de Alta, Media y baja presión, los cuales cada uno están conectados a una maraña de tuberías que ingresan al caldero, y cada etapa hace su respectivo recorrido ingresando, calentando y recalentando el vapor de agua según sea el caso, a las turbinas de vapor de alta, media y baja; como además de dos ductos de Post combustión que incrementarán los valores de eficiencia de la caldera. Luego de la expansión última del vapor en la Turbina de Baja presión y su posterior enfriamiento en el Condensador, es extraída mediante las Bombas de Extracción de Condensado y luego enviadas a través del Desgasificador hacia las bombas de Alimentación a Calderas. Este proceso de generación se explicará en mayor detalle en el apartado a continuación.

### **2.4.1. LAS CALDERAS RECUPERADORAS DE CALOR 11 Y 12.**

El Ciclo Combinado cuenta con dos calderas recuperadoras de calor, estas fueron provistas por la Cía. Vogt-Nem de los EEUU. Conocidas como las HRSG 11 y 12, estas vienen acopladas a las turbinas de gas 3 y 4 de las que utiliza los gases residuales de la combustión para la generación de vapor. Las HRSG en el Ciclo Combinado Ventanilla son de flujo de gases horizontal, trabaja en tres niveles de presión (alta, media y baja presión), la circulación de agua de alimentación es forzada, además cuenta con un sistema de fuego adicional o post-combustión. Adicionalmente se cuenta con un sistema de reducción catalítica selectiva (SCR).

La temperatura máxima del vapor se fija de manera que esta sea menor o igual que la de los gases de escape en la turbina de gas menos 25 °C teniendo en cuenta que el salto entálpico en la turbina de vapor mejora con la temperatura. No obstante, la temperatura de vapor de la turbina se selecciona logrando un equilibrio entre la mejora del salto entálpico, la disminución del caudal de vapor que se produce al aumentar la temperatura del vapor y el mayor coste de los materiales a utilizar en el sobrecalentador y tuberías de vapor a turbina.

#### **2.4.1.1. EL SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR.**

A medida que los gases pasan por la caldera ceden calor a los haces tubulares:

- Sobrecalentadores
- Recalentadores
- Evaporadores y
- Economizadores

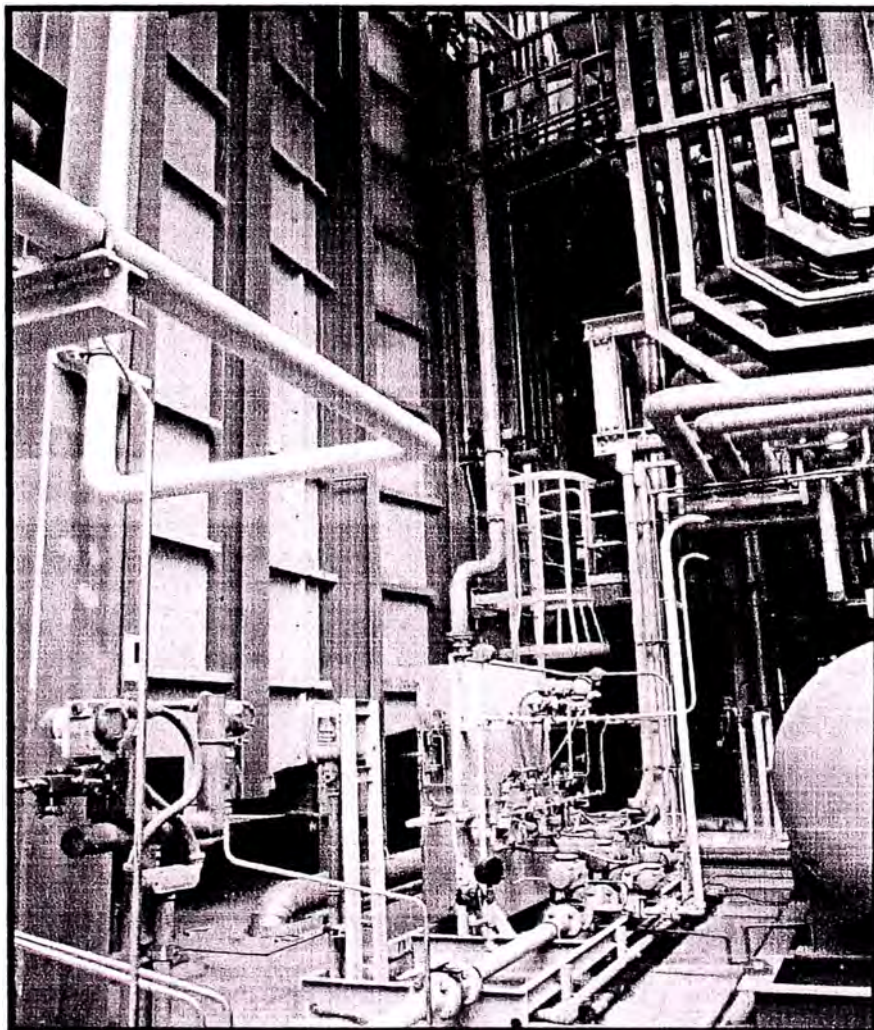
y después abandonan la caldera por la chimenea. La temperatura de entrada de gases a la caldera puede alcanzar los 600°C y a salida hacia la chimenea, alrededor de 100°C. El agua puede entrar en el economizador de alta a 60°C y salir hacia la turbina de vapor a 560°C (Las temperaturas son sólo referenciales).



**Figura. 2.26.** Caldera recuperadora de calor (HRSG)

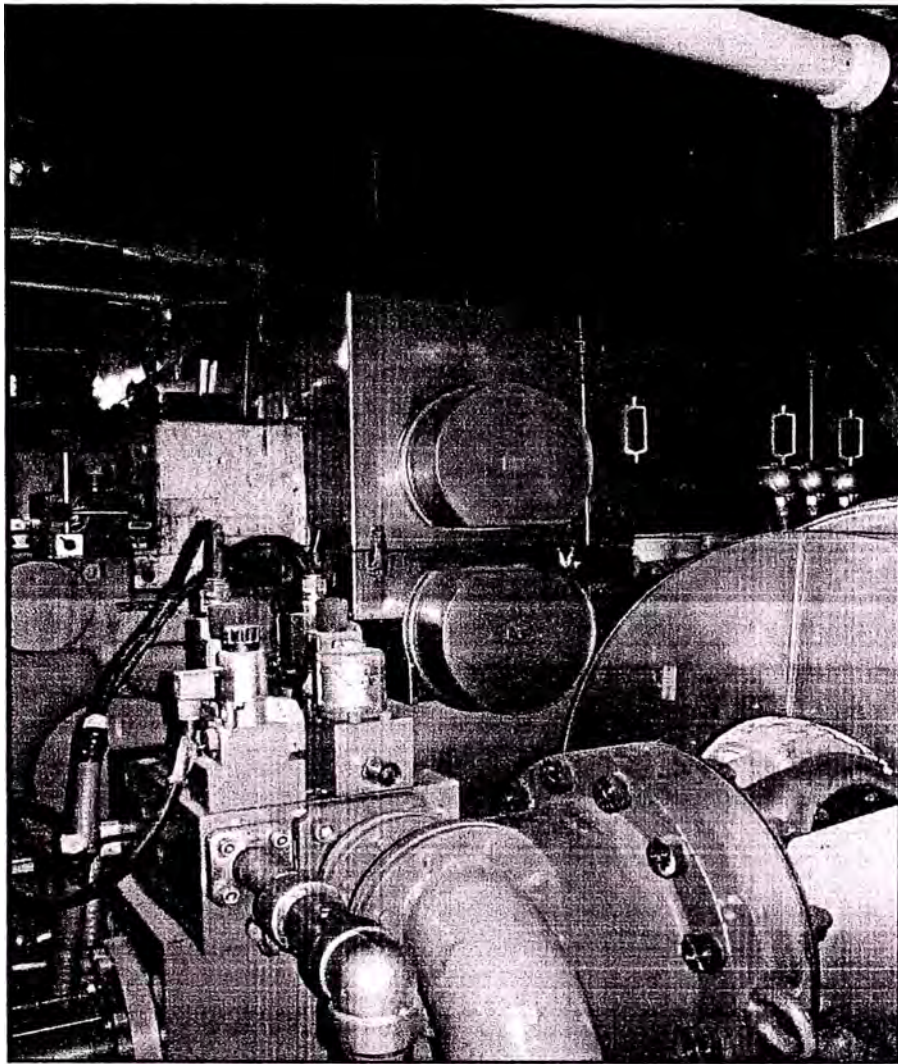
#### 2.4.1.2. EL SISTEMA DE FUEGO ADICIONAL.

La principal función del fuego adicional o Duct Burner, sistema HHA (según la codificación KKS), es aumentar la energía térmica transferida al ciclo agua-vapor con el objetivo de incrementar el rendimiento termoeléctrico de la instalación. Este sistema fue proveído por la Cía. Forney y se encuentra instalado al ingreso tanto de la HRSG 11 como de la 12, y su funcionamiento provee de 25 MW de generación adicionales (12.5 MW por cada una de las calderas) y es utilizado usualmente en horas en las que el costo de la energía justifica el gasto en la quema de gas natural adicional.



**Figura. 2.27.** Fuego adicional de HRSG (Duct Burner)

La generación adicional de gases de escape se realizará mediante quemadores de ducto alimentados con gas natural desde la red existente. Típicamente, los quemadores de ducto compensan las pérdidas de eficiencia de las turbinas debido a altas temperaturas ambientales, especialmente cuando se encuentran en carga base. El sistema de fuego del Ciclo Combinado Ventanilla presenta quemadores tipo soplete lateral, se provee de combustible del Sistema de Suministro de Gas Natural.



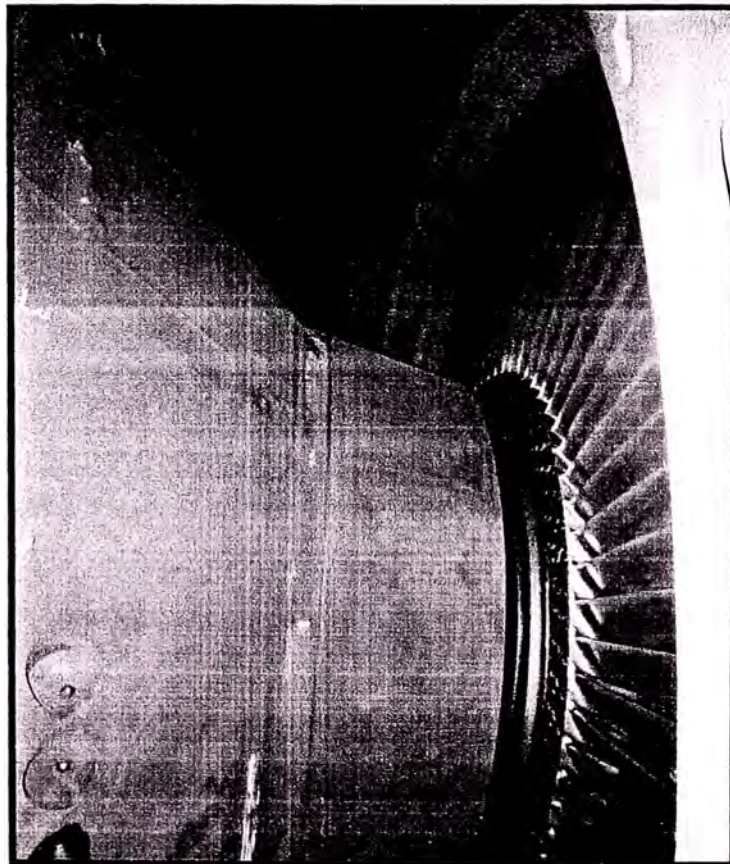
**Figura. 2.28.** Vista general Turbina de Vapor N° 05



#### **2.4.2. LA TURBINA DE VAPOR No 5.**

La turbina de vapor fue provista por Siemens, es del tipo Siemens KN, serie SST6-5000; posee dos cilindros y es una turbina de condensación. En uno de los cilindros se encuentra la turbina K la misma que aloja las turbinas de alta y media presión, mientras que el otro cilindro aloja la turbina de baja presión, la misma que es doble flujo. Convierte la energía provista por el vapor en energía mecánica rotatoria la cual luego es convertida en energía eléctrica.

La turbina posee una tubería simple que comunica ambos cilindros para minimizar las pérdidas. En la turbina de baja presión presenta alabes de alta eficiencia para los diferentes tamaños de las secciones del exhaust.

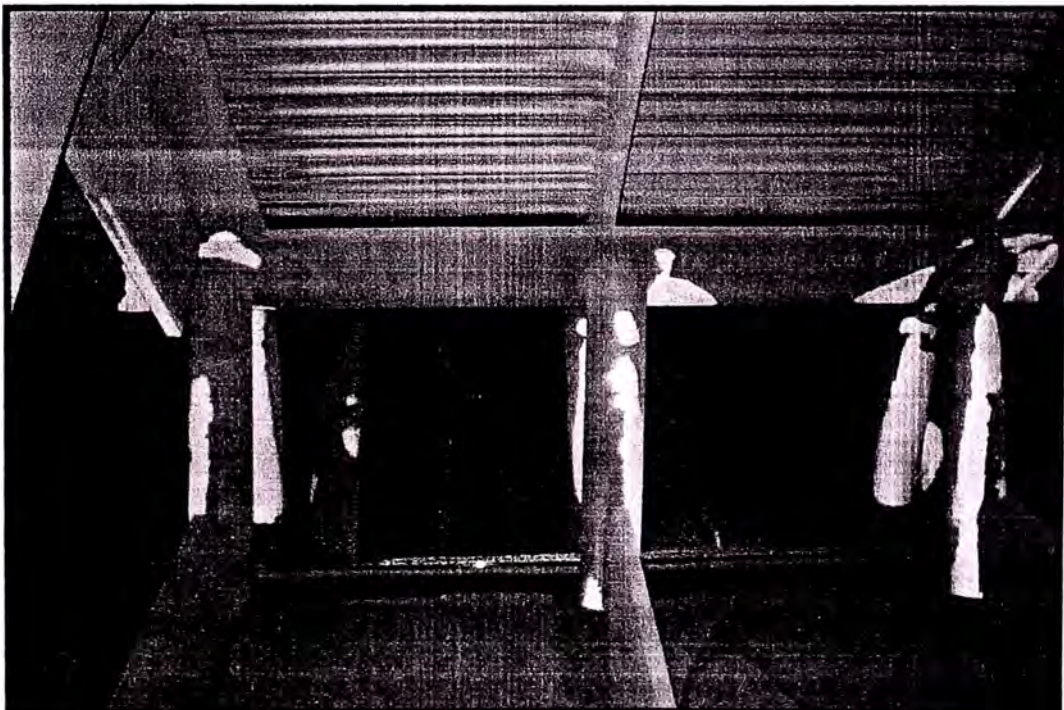


**Figura. 2.29.** Vista sección de baja presión TV N° 05

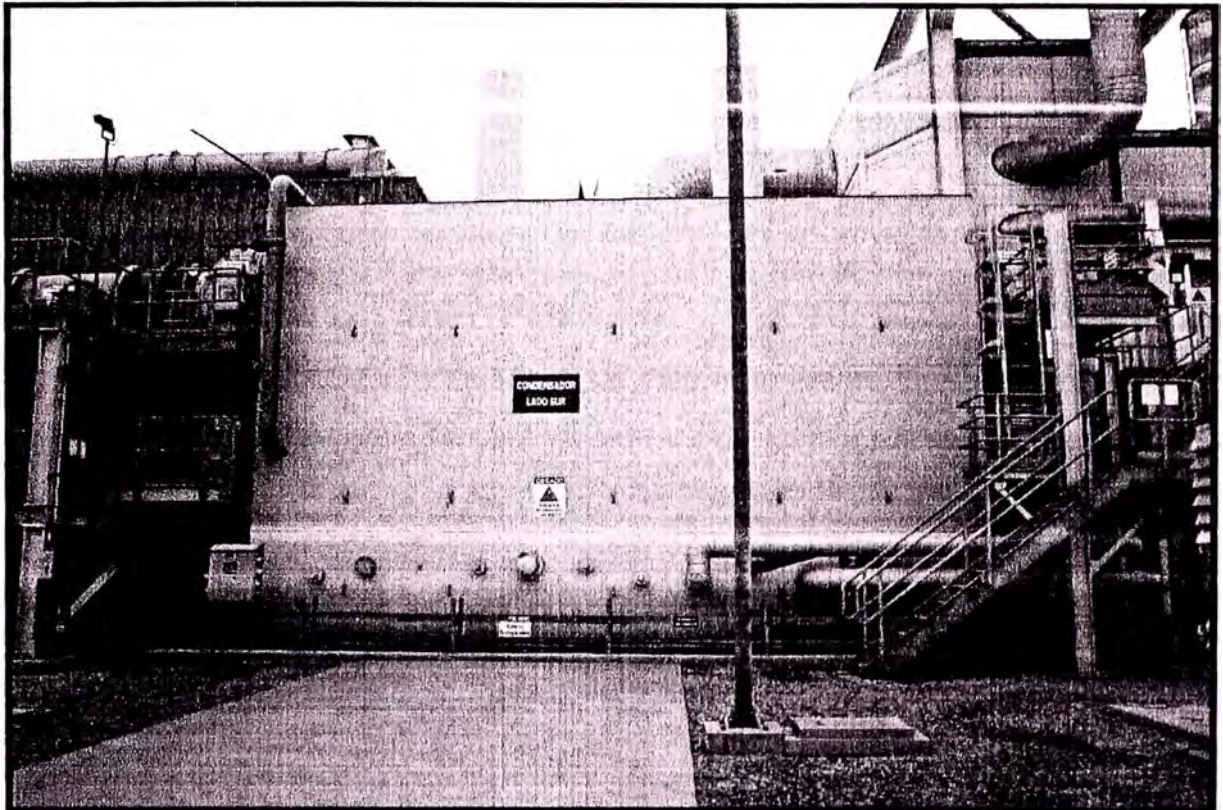
### 2.4.3. EL CONDENSADOR.

El Ciclo Combinado Ventanilla posee un intercambiador de calor de flujo cruzado, para máxima eficiencia del condensador debe trabajar con una presión de vacío de 688 mmHg. y puede soportar una presión máxima de 15 psig., entre algunas de las funciones que cumple dicho condensador en el proceso tenemos las siguientes:

- Condensa el vapor remanente de la turbina de baja presión.
- Mantiene el vacío requerido para una máxima eficiencia del Ciclo de Vapor.
- Absorbe vapor y condensado proveniente de los sistemas auxiliares de vapor (por ejemplo el By pass y el vapor de sellado)
- Actúa como un dosificador del condensado
- Dearea el condensado (eliminando los gases no condensables)



**Figura. 2.30.** Vista interna tubos del condensador



**Figura. 2.31.** Vista externa del condensador

#### **2.4.4. LAS BOMBAS DE VACÍO.**

En un condensador, la causa principal del vacío (baja presión absoluta) es la condensación de vapor, ello es debido a que el volumen específico del vapor es mucho mayor que el volumen específico del agua. Debido a que el condensador está lleno de aire, cuándo no está en funcionamiento, y que durante el mismo existen asimismo algunas entradas de aire, la condensación del vapor no es suficiente para lograr el vacío inicial y mantenerlo durante el trabajo.

Por todo lo expuesto el condensador cuenta con un sistema de evacuación que cuenta dos bombas de vacío, cada una acoplado a un separador y un intercambiador de calor para la eliminación de los gases no condensables.

#### **2.4.5. LAS BOMBAS DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO.**

Son tres electrobombas de 500 HP (Cada una cubre el 50% de la necesidad operativa, dos en operación continua y una en stand by), las cuales trabajan bajo una tensión de 6.6 kV; proveen la presión necesaria para suministrar flujo de condensado hacia las bombas de alimentación a caldera y al domo de baja presión de las mismas, vía los precalentadores de condensado y el deareador.

#### **2.4.6. LAS BOMBAS DE ALIMENTACIÓN DE CALDERA.**

El Ciclo Combinado esta provista de tres bombas de alimentación a caldera de 1750 hp, 6.6 kV cada una (cada una cubre el 50% de la necesidad operativa, dos en operación continua y una en stand by). Estas bombas son parte principal del sistema de agua de alimentación dicho sistema tiene dos funciones:

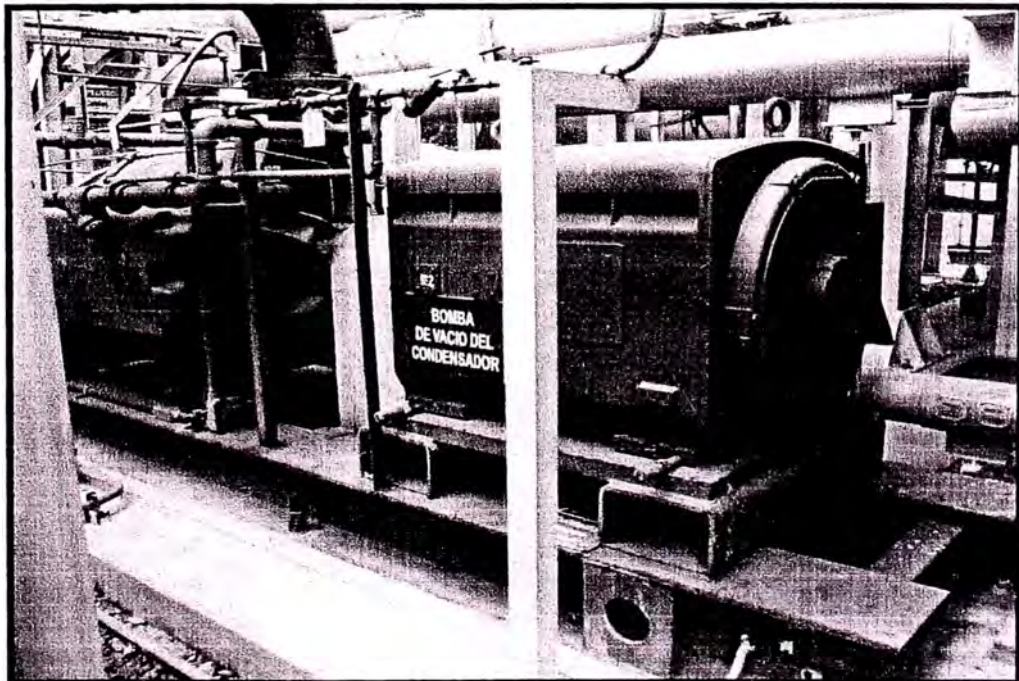
- Proveer agua de alimentación deareada y precalentada a los domos de alta y media presión de las calderas 11 y 12.
- Suministrar agua de alimentación a los diversos atemperadores y al sistema precalentador del condensado.

#### **2.4.7. LA BOMBA DE DEAREACIÓN.**

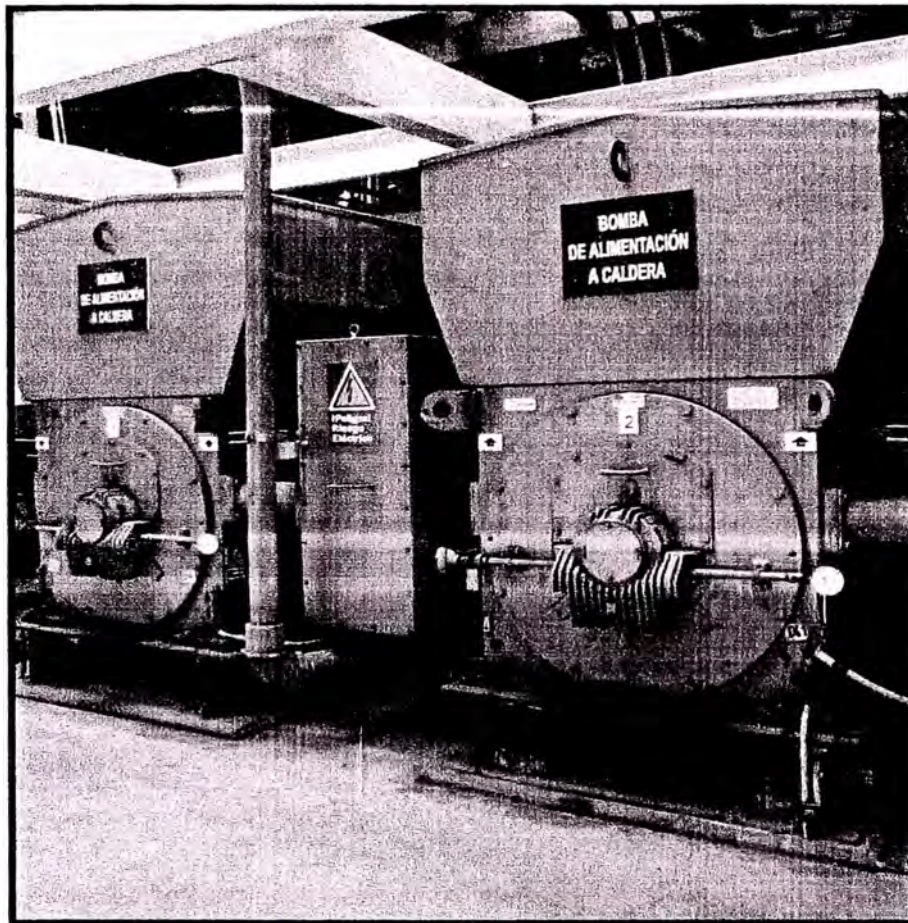
Como parte del sistema desgasificador de agua de calderas se cuenta con una bomba de 450 hp, 6.6 kV. la principal función de esta bomba es facilitar las condiciones necesarias para una puesta en servicio más rápida de la turbina de vapor. Esta bomba se encuentra ubicada en el bypass del sistema del deareador.



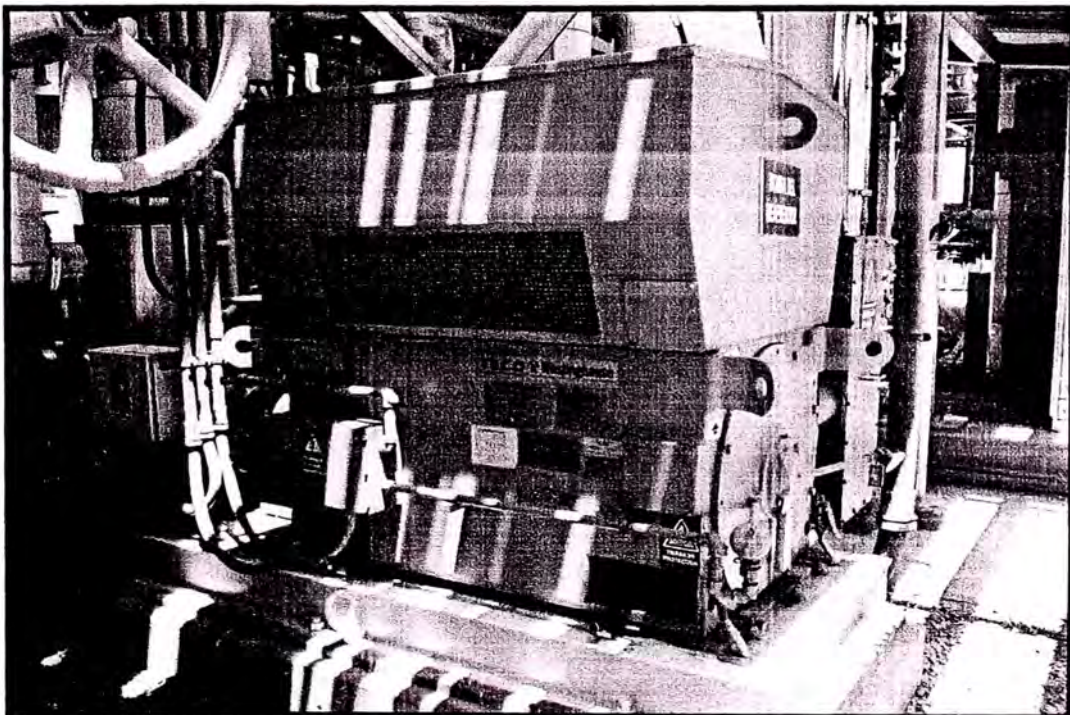
**Figura. 2.32.** Bombas de extracción de condensados



**Figura. 2.33.** Bombas de vacío del condensador.



**Figura. 2.34.** Bombas de alimentación a calderas.



**Figura. 2.35.** Bomba de Deareación.

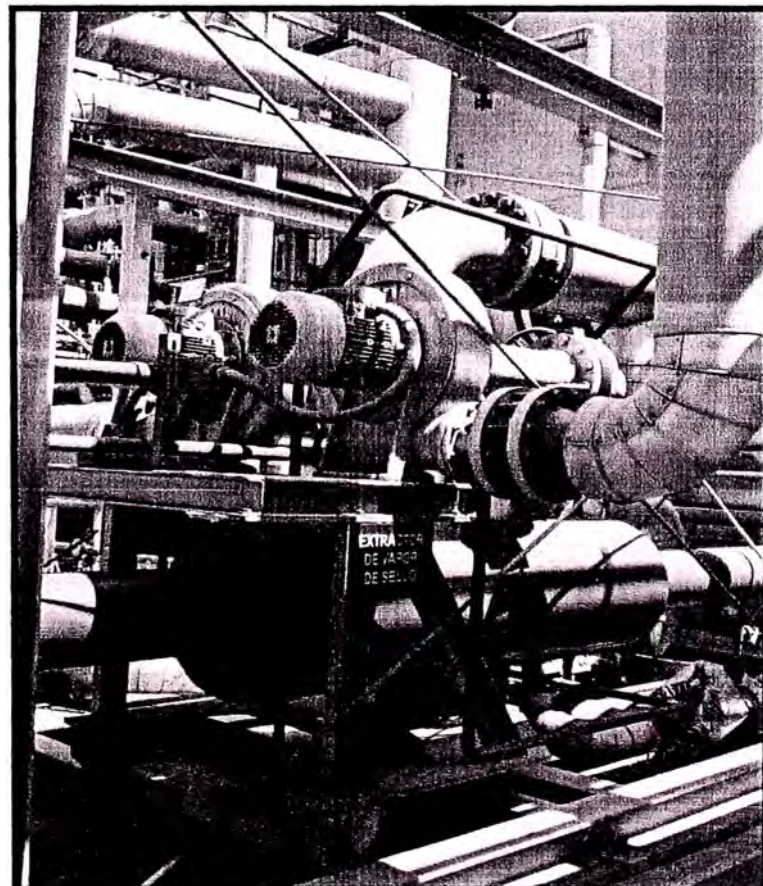
#### **2.4.8. SISTEMA DE VAPOR DE SELLO.**

El vapor de sello tiene la función de aislar de la atmósfera exterior el vapor contenido de los recintos constituidos por el cuerpo de las válvulas reguladoras y el cuerpo de la turbina evitando el ingreso de aire a través de los sellos laberínticos a la zona de vacío de la turbina durante el arranque a todas etapas y en operación normal a la etapa de baja presión.

Se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- La presión de sellado es de 1.5 bar
- Temperatura de sellado es de 150°C.

La turbina comienza auto sellar cuando la presión interna en los cilindros de alta y media presión invierten el sentido del flujo del vapor en los laberintos y esto ocurre aproximadamente a una carga del 30% de carga de la TV.



**Figura. 2.36.** Extractores de Vapor de sello.

## 2.5. COMPONENTES COMUNES DE GENERACIÓN.

Entre los componentes comunes de generación también llamados BOP (Balance Operation Plant) tenemos al sistema de refrigeración principal, el sistema de refrigeración auxiliar, sistema de refrigeración de circuito cerrado, por mencionar a los más importantes.

### 2.5.1. EL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN PRINCIPAL.

El sistema de refrigeración principal (PAC) esta constituido por tres electrobombas de 1400 hp, 6.6 kV de 50% de capacidad (dos en operación continua y uno en stand by).



**Figura. 2.37.** Bombas del Sistema de refrigeración principal



Entre las principales funciones de este sistema tenemos las siguientes:

- Suministrar agua de refrigeración al condensador principal
- Suministra agua al sistema de refrigeración auxiliar
- Incluir conexiones para el rellenado, muestreo e inyección de químicos en el condensado.

El agua necesaria para el sistema de refrigeración principal es enfriada en las torres de enfriamiento las mismas que describiremos en apartado a continuación.

#### **2.5.1.1. LAS TORRES DE REFRIGERACIÓN.**

El ciclo combinado Ventanilla posee dos torres de refrigeración, cada una de las cuales posee seis celdas de refrigeración, cada una provista de un motor eléctrico, un eje de acoplamiento, una caja de reducción y un ventilador. Luego de que las líneas del sistema de refrigeración principal han sustraído el calor en el condensador producto del vapor proveniente de la expansión en la turbina de baja presión, dichas líneas regresan a las torres de enfriamiento donde esta agua es enfriada nuevamente.

#### **2.5.2. EL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN AUXILIAR.**

El sistema de refrigeración auxiliar es provista de agua mediante extracciones que se efectúa al sistema de refrigeración principal, este sistema actúa en conjunto el sistema refrigeración del circuito cerrado dichos sistemas interactúan mediante un intercambiador de calor de placas.

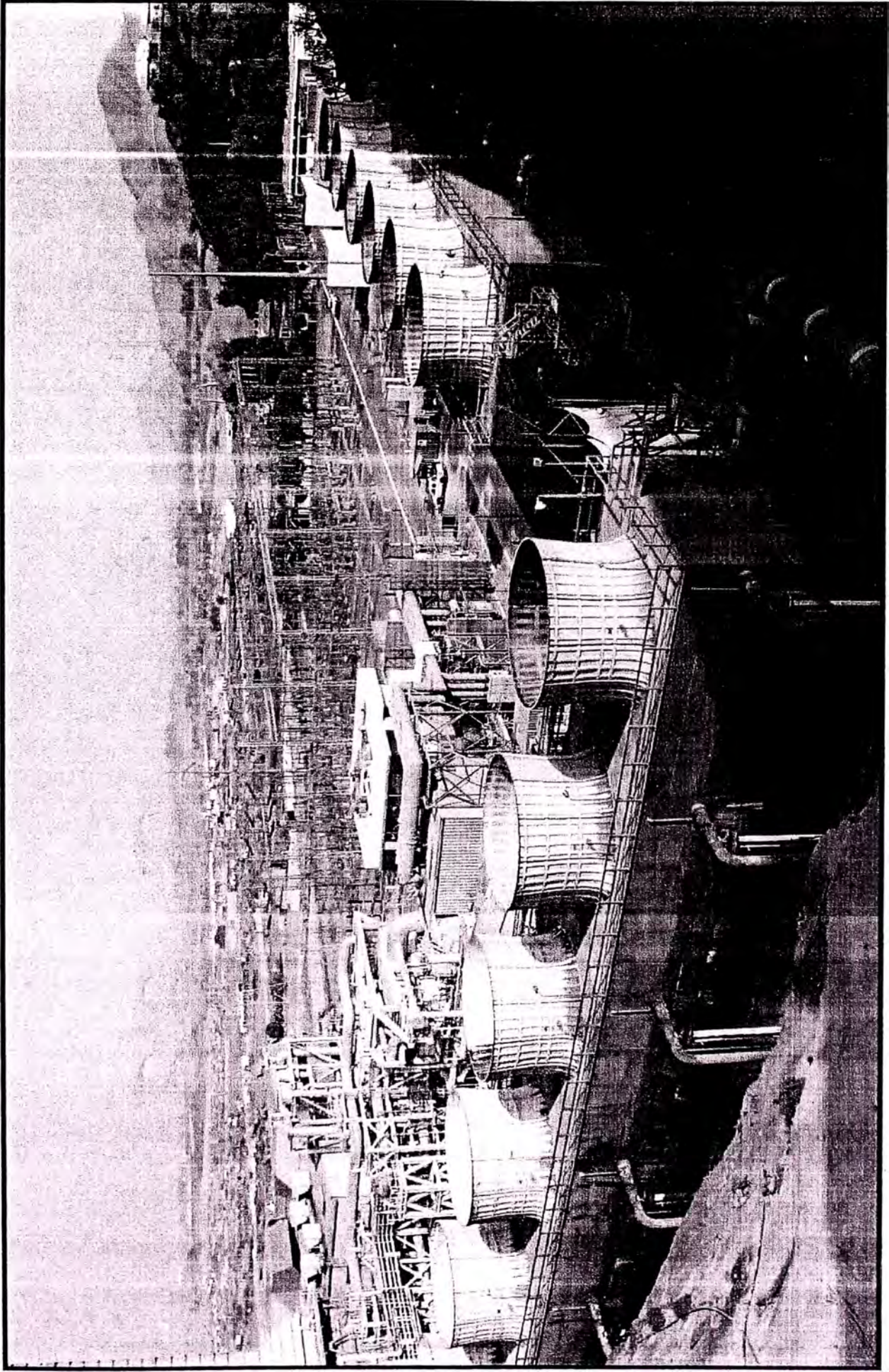
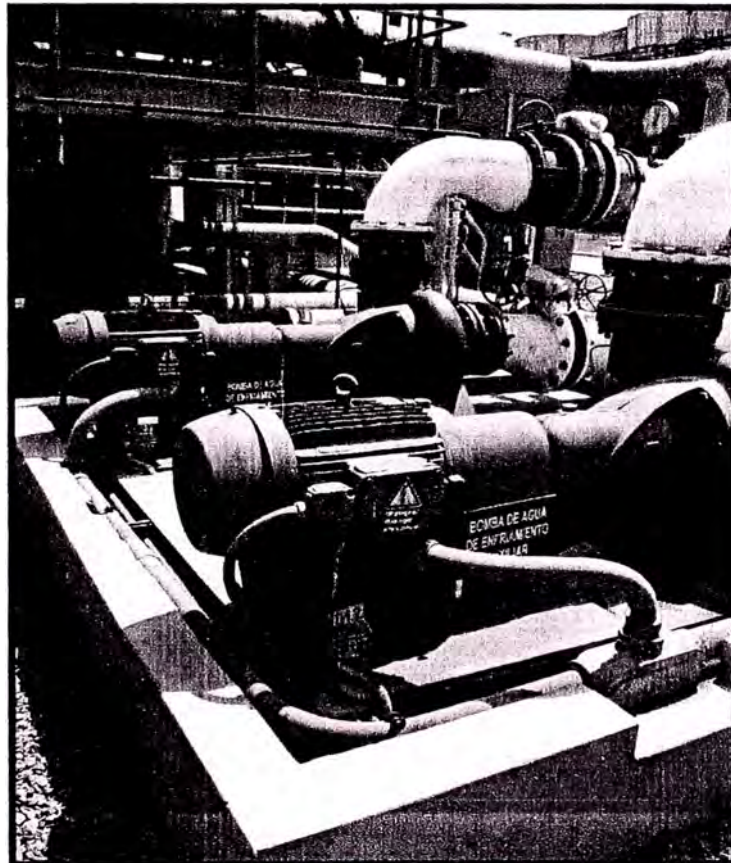


Figura. 2.38. Torres de refrigeración CTCC Ventanilla.

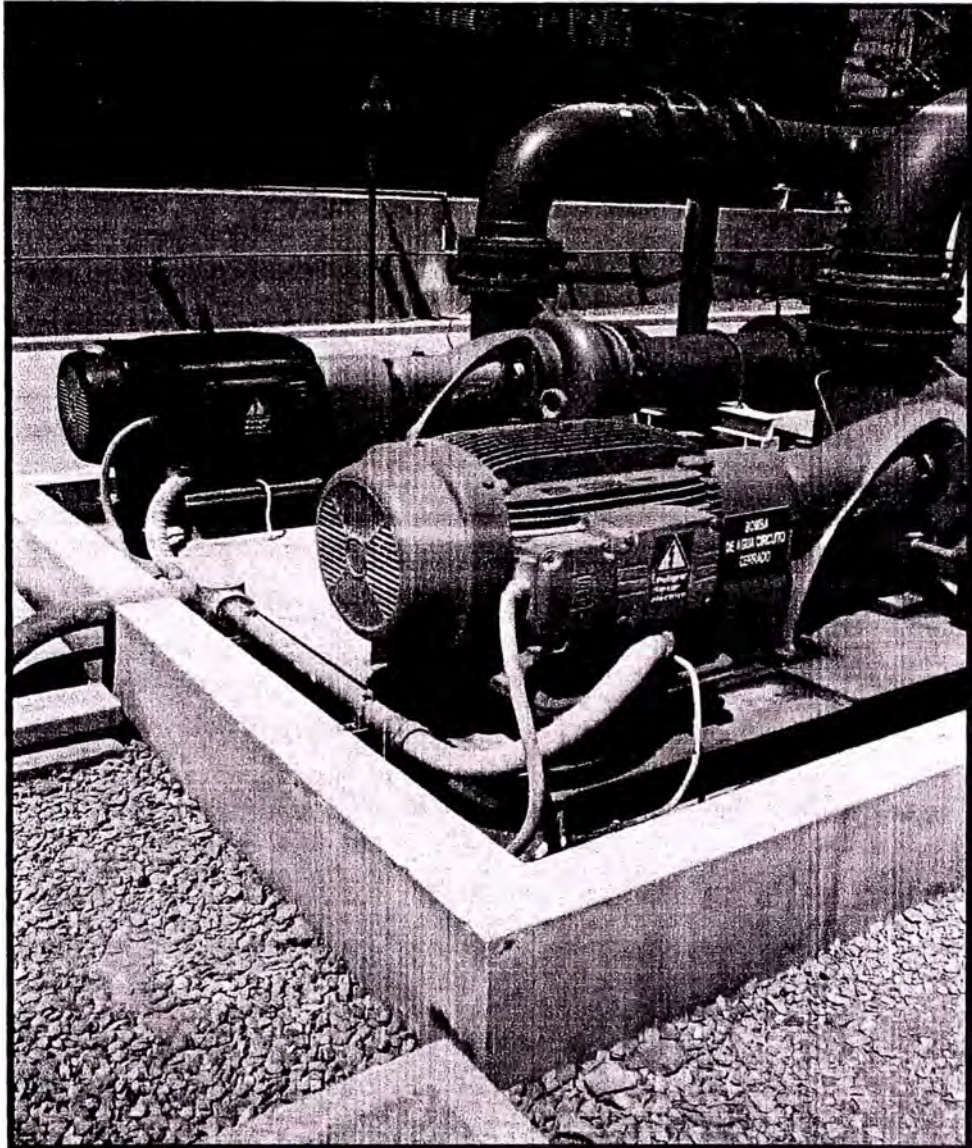
Este sistema es provista de agua a baja temperatura mediante la extracción mencionada y luego de utilizada en el intercambiador de placas regresa caliente a la línea de refrigeración principal para ser enfriada en las torres de refrigeración. Este sistema está provisto de dos electrobombas de 100% de capacidad necesaria en el sistema.



**Figura. 2.39.** Bombas del sistema de enfriamiento auxiliar.

### **2.5.3. EL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN DE CIRCUITO CERRADO.**

El sistema de refrigeración de circuito cerrado interactúa con el de refrigeración auxiliar, este sistema refrigera el generador eléctrico, así como una diversidad de subsistemas de la turbina de vapor. Dicho sistema funciona en un lazo cerrado, por lo cual entrega calor al sistema de refrigeración auxiliar en el intercambiador de calor de placas.



**Figura. 2.40.** Bombas del sistema de enfriamiento de circuito cerrado

## **2.6. SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL.**

Según el contrato Take or Pay, el Productor es responsable de la calidad del Gas entregado, la cual se medirá en el Punto de Recepción, pudiendo extraer hidrocarburos, previamente a la entrega en dicho Punto, manteniendo la calidad del Gas a entregarse, dentro de los límites establecidos los cuales se presentan en la tabla 2.4.

Especificaciones Técnicas del Gas Natural	
Azufre Total	15 mg / m <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> S	3 mg / m <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub>	2% en Volumen
Inertes Totales	4% en Volumen
Agua Libre	0
Vapor de Agua	65 mg / m <sup>3</sup>
Punto de Rocío de Hidrocarburos	- 4°C a 5500 Kpa

**Tabla 2.4.** Especificaciones Técnicas del Gas Natural.

### **2.6.1. CALIDAD DEL PRODUCTO EN PLANTA**

Según las especificaciones técnicas de uso de combustible de Siemens, y las condiciones de uso de Gas Natural dentro de la planta se definieron los parámetros del suministro de Gas Natural de la tabla 2.5.

Como requerimiento de diseño, según las especificaciones de Siemens, los tramos finales de la tubería de gas natural, entre el separador final (Filtro) y la brida de interconexión con las turbinas son de material acero inoxidable AISI 304L.

### **2.6.2. GASODUCTO DE ALTA PRESIÓN DE CALIDDA**

El Gasoducto de alta presión que va hacia Etevensa, nace desde la Estación terminal que se encuentra en Néstor Gambeta a la altura del terminal pesquero, esta tubería contiene una protección externa de polietileno tricapa S/DIN 30670, y con uniones soldadas con imprimación epoxi más manta termocontraíble (HSS) S/DIN 30672, como se realizaron para verificación de fisuras en las uniones soldadas con pruebas de

ultrasonido y prueba de hermeticidad a 67 bar por 24 horas, factor 0,3 y clase 4; los tramos de los cuales está compuesta se muestran en la tabla 2.6.

Calidad del producto en la central de Ventanilla	
Propiedades	Valores
Caudal máximo de gas natural para las dos turbinas a gas.	90000 Nm <sup>3</sup> /h
<b>IMPUREZAS:</b>	
Ausencia de partículas sólidas de tamaño de 3 $\mu$ m o superiores.	99,99 %
Ausencia de partículas líquidas de tamaño de 3 $\mu$ m o superiores.	99,95 %
Rango de presión de gas natural.	24 – 28 bar (g)
	350 – 400 psi (g)
Temperatura máxima del gas natural.	200 °C
	392 °F
Temperatura mínima del gas natural.	-10 °C
	14 °F
Punto de rocío del gas natural.	10 °C
	18 °F
Punto de rocío del agua, al valor sobre 10 ppm de H <sub>2</sub> S.	15 °C
	27 °F
Máxima tasa de variación de la presión.	0,05 bar/s
	0,725 psi/s
Máxima tasa de variación de la temperatura.	1 °C/s
	1,8 °F/s

**Tabla 2.5.** Condiciones de Calidad Gas Natural Requeridas Ventanilla

Gasoducto de alta presión tramo Pesquero – Ventanilla						
Tramo	Diámetro	Norma	Espesor	Presión máx. de diseño	Presión prueba hidrostática / Duración	Distancia
Pesquero – Granja Venturosa	10"	API 5L Gr X56 ERW	11,13 mm	50 bar	75 bar /	4,3 Km
					5 horas	
Granja Venturosa – Etevensa	8"	API 5L Gr X56 ERW	11,13 mm	50 bar	75 bar /	2,55 Km
					5 horas	

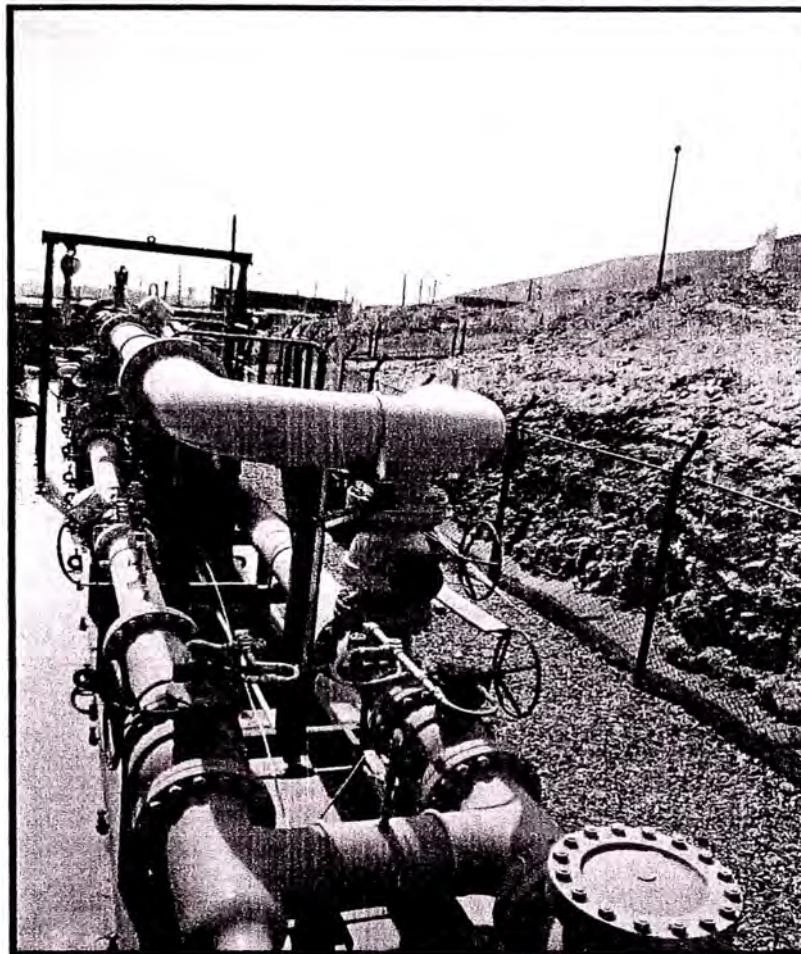
**Tabla 2.6.** Datos técnicos Gasoducto de Alta Presión Pesquero-Ventanilla

### 2.6.3. ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN DE CALIDDA.

Como su nombre lo indica una ERM es la encargada de suministrar gas a una determinada presión que permita el correcto funcionamiento de las instalaciones aguas debajo de la misma. El objetivo es además medir de la mejor manera el gas que por ella circula.

Esta ERM posee una válvula de entrada alejada del resto de la instalación con control local y/o a distancia, una etapa de filtrado de gas, una etapa de control de presión y una etapa de medición. Para poder atender la demanda y ofrecer un servicio difícilmente interrumpible, la ERM cuenta con dos ramales de regulación cada uno de ellos con etapa de filtrado y etapa de control de presión. Las válvulas de salida y entrada de cada ramal en este caso son de operación manual.

La concepción de estas ERM's nace bajo la premisa de mantener la continuidad del servicio sin descuidar en cualquier condición de operación la seguridad, tanto de las personas como de las instalaciones.



**Figura. 2.41.** Estación de regulación y medición de Calidda

#### **2.6.4. SISTEMA PRINCIPAL DE SUMINISTRO EN PLANTA.**

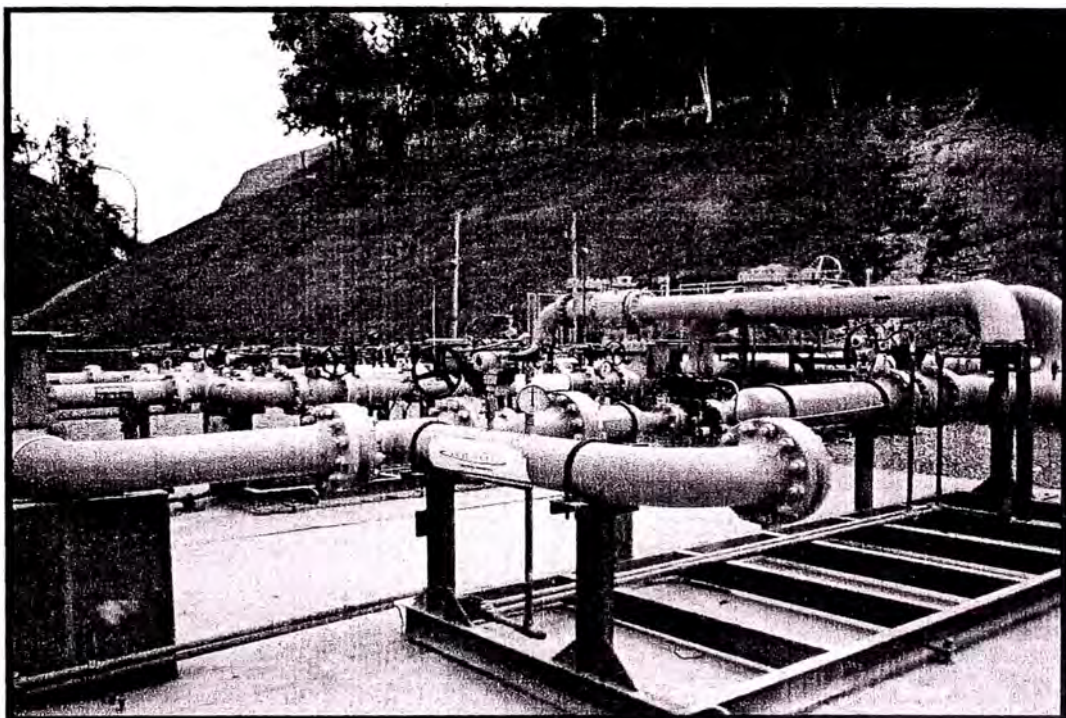
El Sistema de Gas en la planta, luego de la estación de regulación de gas de Calidda, contiene una única tubería de ASTM A106 Gr. B (API 5L x52), diámetro DN 12", espesor 6,4 mm; con una válvula de bloqueo principal, y recorre unos 450 – 470 metros donde se divide la línea para cada unidad y en los sistemas de regulación, corte y filtración.

##### **2.6.4.1. SISTEMA DE REGULACIÓN DE SUMINISTRO.**

El sistema de Regulación reduce la presión de 30 – 32 barg a 23 – 25 barg, y contiene dos líneas, independientes por cada máquina, en una de



las líneas de cada sistema cuenta con una válvula de diafragma reguladora, remota y ajuste automático, dirigida por la sala de control, la cual regula la cantidad en presión necesaria para la operación de las turbinas midiendo en forma continua la presión aguas abajo; la siguiente línea es una By pass, para situaciones de mantenimiento de la válvula reguladora.

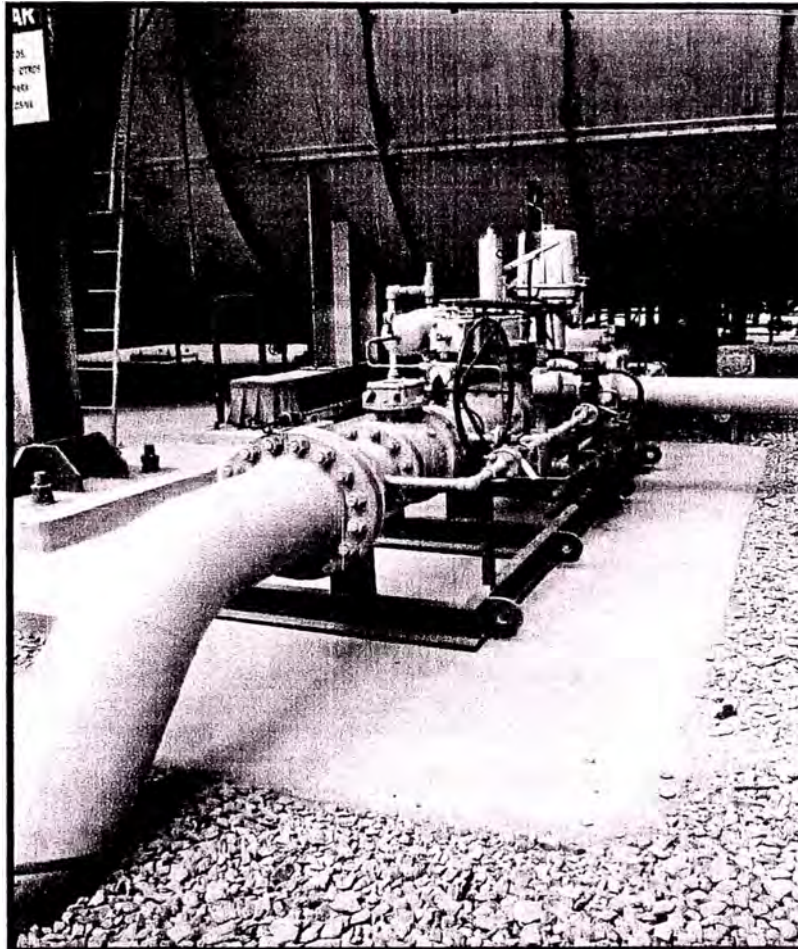


**Figura. 2.42.** Estación de regulación Tormene.

#### **2.6.4.2. SISTEMA DE CORTE DE SUMINISTRO.**

El sistema de corte contiene una línea principal con una válvula de corte de emergencia para evitar incendios aguas debajo de esta, es de bola de corte rápido, esta contiene válvulas de bola “by pass” para compensación de presiones, más una válvula de incendio, de bola, de apertura rápida en la línea de venteo; este sistema independiente para cada máquina, y la actuación neumática para operación manual local y manual remota, y automática por medio del descenso de presión debajo de 15 bar (g),

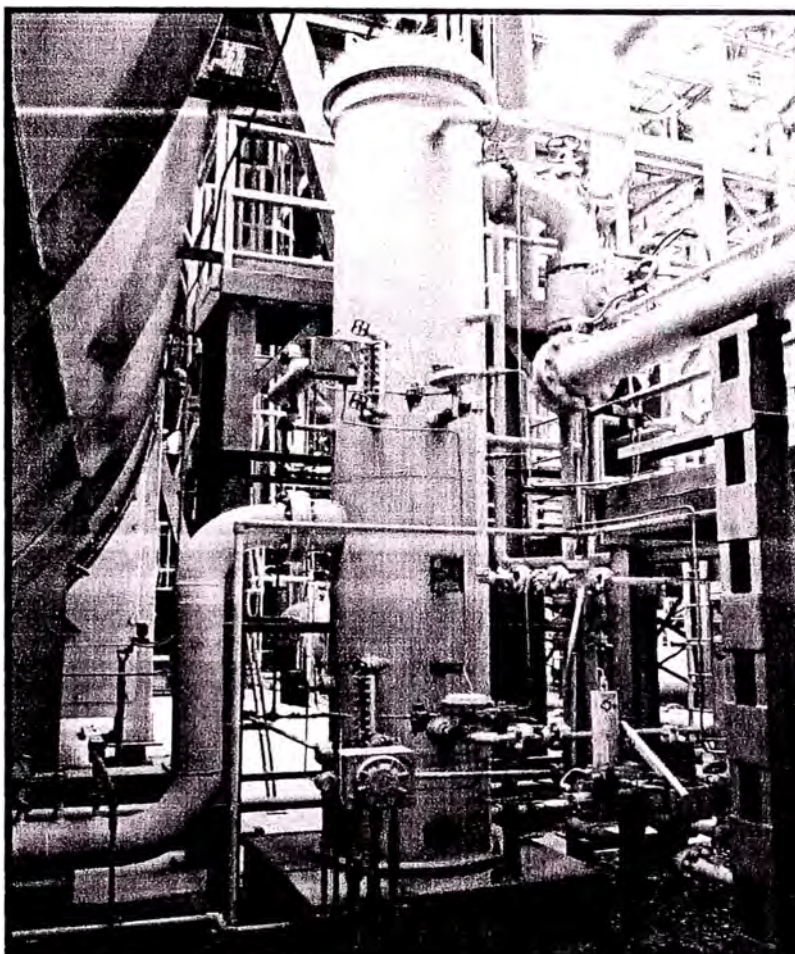
aproximadamente, o el valor de presión mínimo que permite regulación máxima de admisión de flujo en la turbina. Y controlada remotamente por el programa de la unidad en la sala de control.



**Figura. 2.43.** Estación de corte de suministro TG

#### **2.6.4.3. SISTEMA DE FILTRACIÓN.**

El sistema de filtración cuenta con una columna principal de filtrado 1 x 100% (ASTM A106 Gr. B); con 13 elementos con una arretancia de 3  $\mu\text{m}$  a eficiencia de 99,99%; y un módulo paralelo de filtrado con 5 elementos de 5  $\mu\text{m}$  de arretancia para casos de saturación o problemas con la columna principal.



**Figura. 2.44.** Sistema de filtración Peerless

#### **2.6.4.4. ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO.**

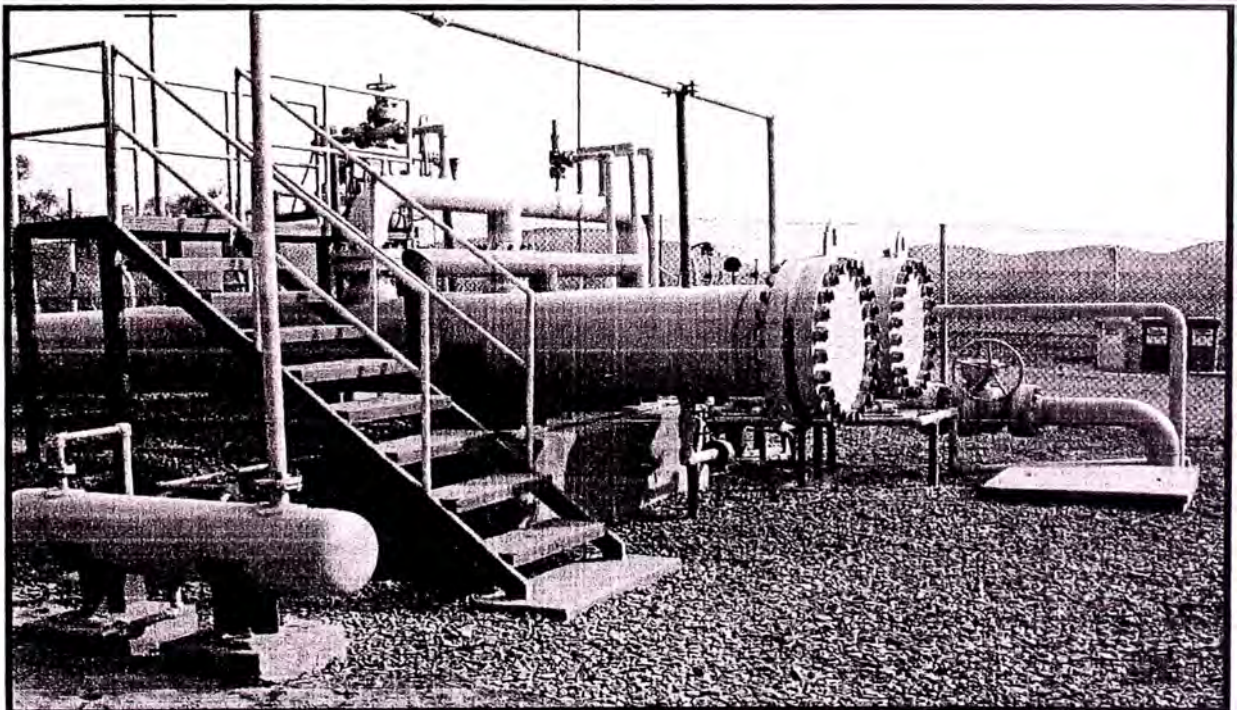
El sistema toma una muestra representativa de gas natural de la línea de suministro, una parte del gas es tomado para purgar el gas de la línea de muestreo durante 220 seg.; y para ser ingresado a la columna cromatográfica requiere de 20 seg.

La muestra entra al cromatógrafo, y es tomado por el Helio (gas portador), el cual transporta el gas por las columnas cromatográficas. La función de las columnas es de separar los componentes del gas natural para posteriormente llegar al detector con los componentes del gas natural separados.

Los cromatógrafos de este tipo poseen tres columnas cromatográficas las cuales permiten obtener tiempos más pequeños de análisis (4 min.). El detector empleado es un detector de conductividad térmica.

#### **2.6.4.5. ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL.**

El Sistema de almacenamiento de gas permite la detención segura de uno de los dos turbogrupos de la Central, en un evento de pérdida de suministro de gas para la línea matriz de alimentación a las turbinas. Este se encuentra a una presión de 60 barg en una tubería de 24" de diámetro, abarcando una longitud de aproximadamente 750 m. La tubería está dispuesta bajo tierra. La cañería de acumulación tiene un recorrido independiente de la cañería de gas matriz.



**Figura. 2.45.** Pulmón de almacenamiento de GN

La descarga se producirá fundamentalmente en dos eventos:

- Cierre de la válvula principal de corte de incendio de la línea matriz de gas.
- Tasa de descenso muy alta de la presión de la línea matriz de gas.

## **2.7. COMPONENTES COMUNES DE PLANTA.**

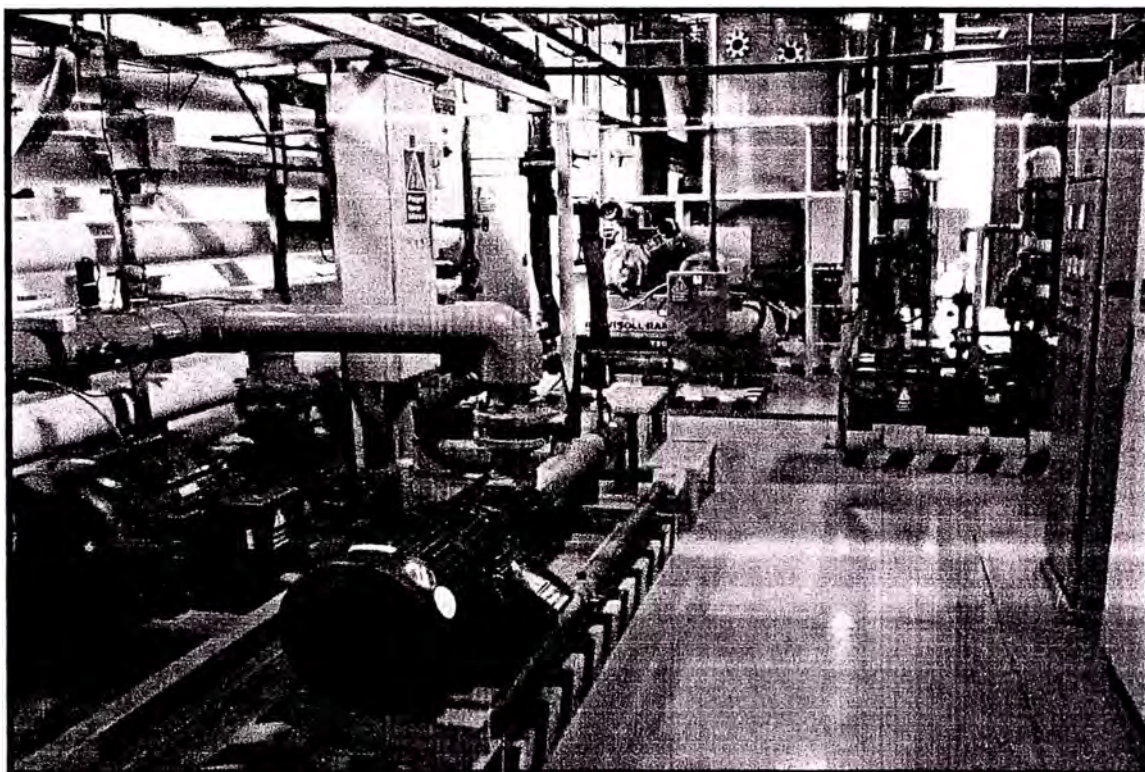
Además de los servicios auxiliares de los turbogrupos de generación, existe una diversidad de sistemas que no intervienen directamente en la generación de energía, pero que juegan un papel muy importante tales como:

La Planta de Tratamiento de Agua, en dicha planta donde se cuenta con el laboratorio químico se trata el agua cruda proveniente del río Chillón a fin de desmineralizarla y que pueda cumplir con los parámetros químicos requeridos en las Calderas.

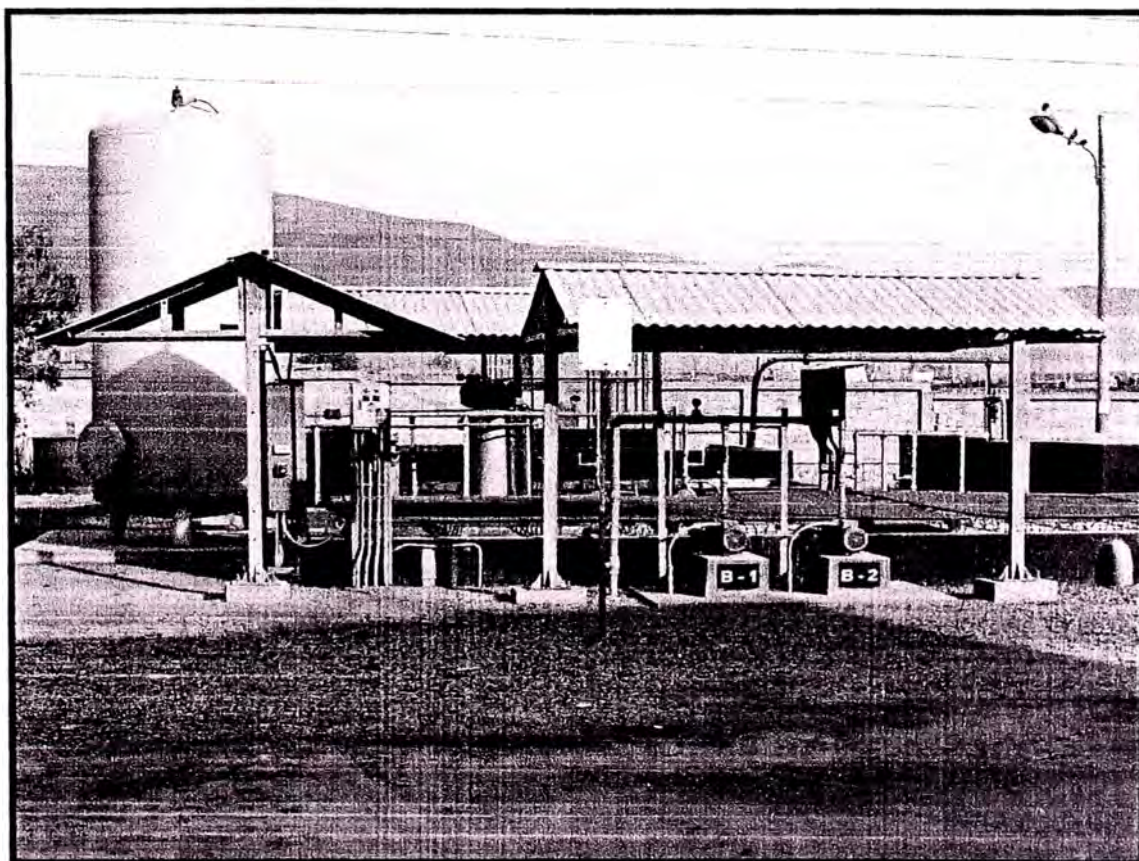
El sistema contraincendios está provisto de un anillo principal (de tubería de HDPE), hidrantes y estaciones de mangueras alimentadas desde un sistema de agua existente de acuerdo a las recomendaciones de la NFPA. Este sistema además cuenta con una electrobomba, una bomba de alta presión y una bomba jockey.

La planta de efluentes en la misma que; como su nombre describe; se procesan los efluentes líquidos de la planta para su posterior reciclaje y reutilización en riego de jardines y áreas verdes de la planta, la misma que permanece en constante monitoreo para cumplir con las normas medioambientales.

Finalmente dentro de los sistemas comunes de planta se considera la sala de operaciones, así como las instalaciones del área administrativa.



**Figura. 2.46.** Vista planta tratamiento de agua



**Figura. 2.47.** Vista planta de tratamiento de efluentes.

**CAPITULO III**  
**DESEMPEÑO DE PLANTA**

### **3.1. INTRODUCCIÓN.**

El desempeño operativo de la Central Térmica de Ciclo Combinado Ventanilla desde su entrada en servicio como tal en el año 2006, ha sido afectado por una diversidad de fallas en diferentes sistemas siendo uno de los más importantes el sistema de control, el mismo que protege a las partes críticas de los equipos principales pero cuyas fallas pueden ocasionar pérdidas de producción muy importantes, por falsas alarmas.

El desempeño de la planta ha ido evolucionando a lo largo de estos casi 4 años de operación como ciclo combinado como puede verse en el anexo3 donde se entrega un listado de todas las fallas a lo largo de ese periodo.

### **3.2. DATOS BÁSICOS DE GENERACIÓN**

La CTCC Ventanilla cuenta con una configuración 2X1 es decir dos turbinas de gas cada una acoplada a una HRSG las cuales alimentan de vapor a una sola turbina de vapor. Dada la versatilidad de operación de este tipo de centrales y debido a motivos operacionales y/o circunstanciales (paradas imprevistas, trips) la central puede operar en una de las siguientes configuraciones:

- TG3 ciclo abierto
- TG4 ciclo abierto
- TG3 y TV en medio ciclo combinado solo gas natural
- TG4 y TV en medio ciclo combinado solo gas natural
- TG-3, TG-4 y TV en ciclo combinado solo gas natural



Los parámetros en relación a esas modalidades de operación tenemos:

- ❖ Disponibilidad de potencia, potencia efectiva con y sin inyección de agua, así como la potencia nominal.
- ❖ Tiempos, de los cuales son importantes la velocidad de toma de carga, velocidad de reducción de carga, demora desde la recepción de orden de puesta en servicio hasta la sincronización con la red, tiempo de puesta en servicio hasta máxima carga del fuego adicional, tiempo de sincronización hasta potencia base, tiempo mínimo entre arranques sucesivos, tiempo mínimo de operación.
- ❖ Tensiones, mínima de generación, máxima de generación, mínima de excitación continua, máxima de excitación continua.
- ❖ Capacidad de generación reactiva tanto capacitiva como inductiva en mínimo técnico, al 50% y al 100%.
- ❖ Restricciones de carga mínima y de tiempo a carga mínima.
- ❖ Combustible, consumo de combustible en toma de carga, consumo de combustible en reducción de carga así como el Estatismo.
- ❖ Arranque en black Start para servicios auxiliares y el rendimiento respectivo con y sin inyección de agua.

En la tabla 3.1. se expone los valores permitidos para cada uno de los parámetros en cada modalidad de operación.

### 3.3. VENTAJAS E INCOVENIENTES DE CONFIGURACION 2 X 1

Ventajas:

- ❖ Menor coste de inversión que dos monoejes de la misma potencia (aproximadamente un 10%).
- ❖ Mayor flexibilidad de operación, al posibilitar el funcionamiento con una turbina de gas y una turbina de vapor y arrancar de forma rápida la segunda turbina de gas
- ❖ Mejor rendimiento a cargas parciales, y especialmente al 50% de carga, al poder reducirse la potencia en solo una de las turbinas de gas.
- ❖ Fácil acceso para el mantenimiento de los generadores.
- ❖ Equipos de arranques estáticos de turbinas de gas pequeños.
- ❖ No es necesaria caldera auxiliar.
- ❖ Posibilidad de emplear alternadores refrigerados por aire, al ser estos de menor potencia.

Inconvenientes:

- La avería de la turbina de vapor deja fuera de servicio todo el ciclo combinado si no se dispone de By pass de gases en las turbinas de gas.

### **3.4. DEFINICIONES**

#### **3.4.1 DISPONIBILIDAD.**

Es el porcentaje de tiempo que el equipo queda a disponibilidad del área de Operación, para desempeñar su función en un periodo de análisis. Teniendo en cuenta que el tiempo que el equipo esta indisponible se debe a fallas.

#### **3.4.2. FALLA.**

Acontecimiento no deseado que produce daño a la propiedad o al proceso productivo, alterando total o parcialmente la disponibilidad de una o más unidades generadoras.

#### **3.4.3. TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS.**

Es el número de horas de operación, entre el número de paradas correctivas.

#### **3.4.4. MANTENIMIENTO.**

Acciones necesarias para que un equipo sea conservado o restaurado de manera que pueda permanecer de acuerdo con una condición especificada.

CENTRAL :			CICLO COMBINADO VENTANILLA									
GRUPO :			TG3 CICLO ABIERTO		TG4 CICLO ABIERTO		TG3 Y TV EN MEDIO CICLO COMBINADO SOLO GAS NATURAL		TG4 Y TV EN MEDIO CICLO COMBINADO SOLO GAS NATURAL		TG-3, TG-4 Y TV EN CICLO COMBINADO SOLO GAS NATURAL	
1.- DISPONIBILIDAD			GAS NATURAL (1)	DIESEL 2	GAS NATURAL (1)	DIESEL 2	SIN FUEGO ADIC	CON FUEGO ADIC	SIN FUEGO ADIC	CON FUEGO ADIC	SIN FUEGO ADIC	CON FUEGO ADIC
POTENCIA EFECTIVA	SIN INYECCION DE AGUA	MW	159	155	156	155	216	229	223	232	456	485 (2)
POTENCIA NOMINAL	CON INYECCION DE AGUA	MW		164		161						
		MVA	170		170						192 (TV)	
2.- TIEMPOS												
VELOCIDAD TOMA DE CARGA		MW/min.	5.0		5.0		2.5		2.5		2.0	
VELOCIDAD REDUCCION DE CARGA		MW/min.	5.0		5.0		6.0		6.0		2.0	
DESDE LA RECEPCIÓN DE ORDEN DE PUESTA EN SERVICIO HASTA LA SINCRONIZACIÓN CON LA RED		MIN.	40(*)	720(*) y (**)	40(*)	720(*) y (**)	TG3: 60 TV: 480 (*)		TG4: 60 TV: 480 (*)		TG3: 60 TG4: 140 TV: 480 (*)	
TIEMPO DE PUESTA EN SERVICIO HASTA MÁXIMA CARGA DEL FUEGO ADICIONAL		MIN.						110		110	170	
TIEMPO DESDE LA SINCRONIZACIÓN HASTA POTENCIA BASE		MIN.	32 (***)		32 (***)		120	230	120	230	160	330
TIEMPO MÍN. ENTRE ARRANQ. SUCESIVOS		Hr.	4		4		4	En análisis	4	En análisis	4	En análisis
TIEMPO MÍN. OPERACIÓN		Hr.	48		48		168		168		168	
3.- TENSIÓN												
TENSIÓN MÍNIMA GENERACIÓN		KV.	15.2		15.2		TV: 15.2		TV: 15.2		TV: 15.2	
TENSIÓN MÁXIMA GENERACIÓN		KV.	16.8		16.8		TV: 16.8		TV: 16.8		TV: 16.8	
TENSIÓN MÍN. DE EXCITACIÓN VDC		V.	295		295		TV: 367		TV: 367		TV: 367	
TENSIÓN MÁX. DE EXCITACIÓN VDC		V.	327		327		TV: 367		TV: 367		TV: 367	
4.- CAPACIDAD GENERACIÓN REACTIVA												
CAPACITIVA	EN MÍNIMO TÉCNICO	MVAR	6.5		6.5		TV: 6.5		TV: 6.5		TV: 15	
	AL 50 %	MVAR	10.0		10.0		TV: 10		TV: 10		TV: 20	
	AL 100 %	MVAR	35.0		35.0		TV: 35		TV: 35		TV: 35	
INDUCTIVA	EN MÍNIMO TÉCNICO	MVAR	35.0		35.0		TV: 6.5		TV: 6.5		TV: 35	
	AL 50 %	MVAR	40.0		40.0		TV: 10		TV: 10		TV: 35	
	AL 100 %	MVAR	50.0		50.0		TV: 35		TV: 35		TV: 75	
5.- RESTRICCIONES												
CARGA MÍNIMA		MW	80		80		TG: 90 TV: 68		TG: 90 TV: 68		TG's: 180 TV: 108	
TIEMPO MÁXIMO A CARGA MÍNIMA		Hr.	6 Hr. Por día. En estudio		6 Hr. Por día. En estudio		En análisis		En análisis		En análisis	
6.- COMBUSTIBLE												
CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TOMA DE CARGA		m3 std	15,610		15,610		207,642	211,846	207,642	211,810	513,863	522,235
CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN REDUCCIÓN DE CARGA		m3 std	14,300		14,300		20,642	22,398	20,642	22,398	79,474	82,068
7.- ESTADISTMO												
VALOR ACTUAL		%	5		5		TV 7		TV: 7		TV: 7	
8.- ARRANQUE EN BLACK START			NO		NO		NO		NO		NO	
SERVICIOS AUXILIARES	SIN INYECCION DE AGUA	MW	0.81	0.57	0.67	0.57	TV 6.13	TV 6.18	TV 6.13	TV 6.37	TV 9.03	
	CON INYECCION DE AGUA	MW		0.55		0.56						
RENDIMIENTO	SIN INYECCION DE AGUA	KWh/m3 std	3.77		3.78		5.48	5.46	5.43	5.33	5.68	
	CON INYECCION DE AGUA	KWh/m3		3,624.4		3,637.6						

(1) Sin inyección de Agua

(2) Se comprobará durante prueba de potencia efectiva

(\*) Se cumplirá con este tiempo siempre que las diferencias de voltajes, frecuencia y ángulo de fase del Sistema, se encuentren dentro de las condiciones de las unidades.

(\*\*) El tiempo de cambio de combustible de las TG's se contabilizará, a partir desde que la 1era TG se encuentra fuera de servicio, y para la 2da TG a partir de la sincronización de la 1era TG.

(\*\*\*) El tiempo de puesta en servicio de la 2da TG, se contabilizará a partir de la sincronización de la 1era TG.

Tabla 3.1. Plano de Ubicación Central Térmica de Ciclo Combinado Ventanilla.

### 3.4.5. CONFIGURACIÓN DE EQUIPO EN SERIE.

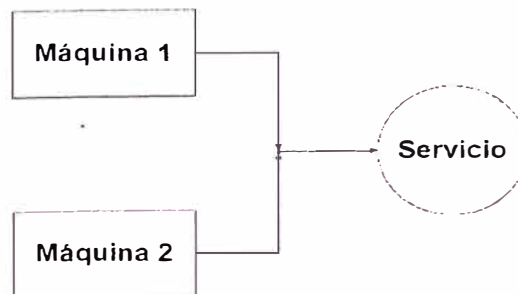
Se define como máquina o equipo en serie al que está instalado a continuación de otro, por lo que el servicio pasa del primero al segundo y así sucesivamente; con esta disposición, si cualquiera de los equipos deja de funcionar, se afecta de inmediato el servicio.



**Figura 3.1.** Configuración de equipos en serie.

### 3.4.6. CONFIGURACIÓN DE EQUIPO EN PARALELO.

Se define como máquina o equipo en paralelo (en stand by), al que está instalado junto con otro y ambos suministran el mismo servicio, de tal manera que si cualquier de ellos deja de funcionar, el servicio continúa suministrándose sin o con pérdida de producción.



**Figura 3.2.** Configuración de equipos en paralelo

#### **3.4.7. EFFECTIVIDAD.**

Es la probabilidad de que un equipo o sistema industrial satisfaga un objetivo de producción dado, en un periodo definido. Se calcula como el producto de la Disponibilidad por la Capacidad de Producción de la unidad considerada, expresada como fracción del total.

#### **3.4.8. CONFIABILIDAD.**

Es la probabilidad que un equipo cumpla con su finalidad adecuadamente, durante el periodo de tiempo requerido y bajo las condiciones de operación especificadas, sin requerir acciones de mantenimiento.

#### **3.4.9. MANTENIMIENTO PREVENTIVO.**

Es el que en base a fechas calendarizadas se programa un activo para su mantenimiento, claro las fechas se determinan de tal manera que según las condiciones de operación permitan que el equipo no alcance el deterioro tal que falle; y de esta manera prevenir antes de que se presente la falla.

#### **3.4.10. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.**

Es el mantenimiento que se ejecuta a un activo después de ocurrida la falla del mismo, por lo que se debe de corregir todos los componentes fallidos en el evento.

**CAPITULO IV**  
**DETERMINACION DE LA DISPONIBILIDAD**  
**Y EFECTIVIDAD**

#### 4.1. **INTRODUCCION.**

En el periodo 2010 la planta térmica de Ciclo Combinado Ventanilla incluidos los equipos auxiliares del generador y excitación alcanzaron una efectividad del 96.83%. Esta alta disponibilidad es posible a través de la aplicación de las siguientes tres actividades:

- Maximizar la fiabilidad de las turbinas de gas a través de la verificación del diseño.
- Minimizar la duración programada de mantenimiento.
- Mejoras de la turbina de gas.

El análisis de los acontecimientos perturbadores y las lecciones aprendidas se pueden utilizar para mejorar la durabilidad de las piezas calientes, otros componentes de turbina de gas y sensores. Las técnicas de diagnóstico de anomalía es también un gran contribuyente para la prevención de apagones extendidos forzoso.

Otro factor importante es la reducción de la duración de las interrupciones programadas. En este sentido la experiencia de campo sirve para rediseñar los planes de mantenimiento de los equipos mayores, así como de los sistemas auxiliares. Eficientes sistemas de trabajo de campo y mejora de los instrumentos también se desarrollan para reducir la duración de los tiempos de salida de servicio. La calidad del trabajo de servicio de campo es un área que tiene un impacto crítico sobre la disponibilidad y efectividad de las turbinas de gas. Los conocimientos adquiridos a través de técnicas de



lecciones aprendidas de los trips anteriores es un activo importante para el personal de servicio de campo.

Adicionalmente el uso de los sistemas de monitoreo remoto (SCADA) ha demostrado ser una herramienta eficaz para la detección temprana de problemas potenciales. En general, la disponibilidad de plantas de energía se puede aumentar, no sólo mediante la prevención de la interrupción inesperada de la generación de energía, sino al acortar la duración de las interrupciones programadas o la ampliación de un intervalo de mantenimiento programado.

#### **4.2. MODELO DE ANÁLISIS.**

Los factores que determinan una excelente disponibilidad de planta son en primer término, la Calidad de los equipos, que en última instancia queda definida al momento del diseño de la planta y de la compra de los equipos o mejor de la selección del proveedor.

En segundo lugar la Disposición de Planta, introduciendo en la media necesaria los elementos "redundantes" o "Stand -by" (switch-on ó plug-in) (en condición de apretar el switch de arranque ó de retirar un equipo e instalar el de reserva)

Ambos factores Calidad y Disposición son también,(junto con las facilidades, herramientas e instrucción impartida al personal)determinantes de la mantenibilidad alcanzable, que a su vez revierte sobre la disponibilidad y efectividad alcanzables.

#### **4.2.1. MÉTODO PARA CALCULAR LA DISPONIBILIDAD Y EFECTIVIDAD DEL EQUIPO Y SISTEMA.**

##### **4.2.1.1. DISPONIBILIDAD DE EQUIPO.**

Es la probabilidad que un equipo esté disponible para operar en el instante  $T$ . debido al efecto combinado de la supervivencia y del mantenimiento de aquellos que pueden ser vueltos a condición operativa en un tiempo menor ó a lo sumo igual a  $t$ .

Se define como:

$$D_E = \frac{m}{m + \Phi} \quad [Ec 4.1.]$$

Donde:

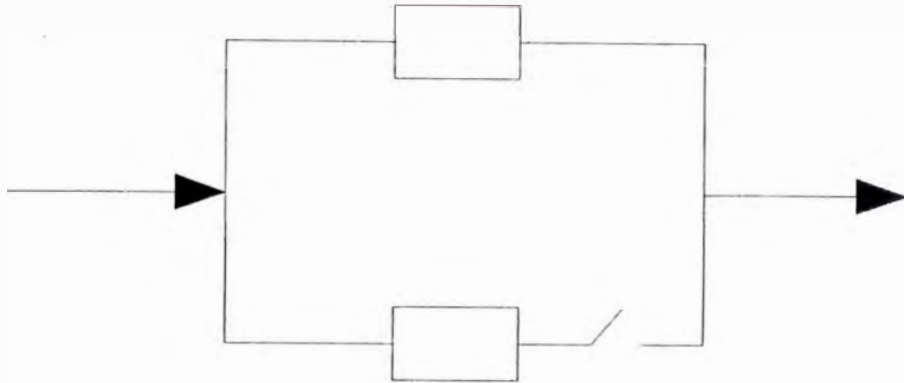
$D_E$  = Disponibilidad del equipo.

$m$  = Tiempo medio entre fallas.

$\Phi$  = Tiempo medio para reparar.

##### **4.2.1.2. DISPONIBILIDAD DE UN SISTEMA.**

Sea el caso sencillo de un sistema compuesto por dos máquinas iguales en paralelo, cada una de ellas con capacidad de producción del 100%, semejante al mostrado en la fig.4.1.



**Figura 4.1.** Esquema de instalación en paralelo

Diremos que el sistema está disponible, cuando, por lo menos una máquina lo está. Si  $D$  es la disponibilidad de una de ellas, la probabilidad de que ambas máquinas estén disponibles es, de acuerdo a la teoría de probabilidades:  $D^2$ , por lo que la disponibilidad del sistema resultará, como se explicará más adelante, de la siguiente manera:

$$D_s = D^2 + 2 \cdot D \cdot I$$

Donde:

$D_s$  = Disponibilidad del Sistema

$D$  = Disponibilidad de una máquina

$I = 1 - D$  = Indisponibilidad de una máquina

En cualquier caso debe confirmarse que el valor  $D$  satisface la ecuación de Disponibilidad de Equipo. El mismo resultado puede obtenerse aplicando la fórmula más general que se muestra a continuación:

$$P_n^r = \frac{n!}{r!(n-r)!} * (D)^{n-r} * (1-D)^r$$

Donde:

$P_n^r$  = Probabilidad de que r elementos de un total de n estén disponibles.

$n$  = N° total de equipos en el sistema

$r$  = N° de equipos fuera de servicio.

$D$  = Disponibilidad de un equipo.

En el caso del sistema de 2 equipos en paralelo, tenemos

$$r = 0 \quad P_2^0 = \frac{2}{1 * 2} * D^2 = D^2$$

$$r = 1 \quad P_2^1 = \frac{2}{1 * 1} * D * (1 - D) = 2 * D * I$$

$$\therefore D_s = D^2 + 2 * D * I$$

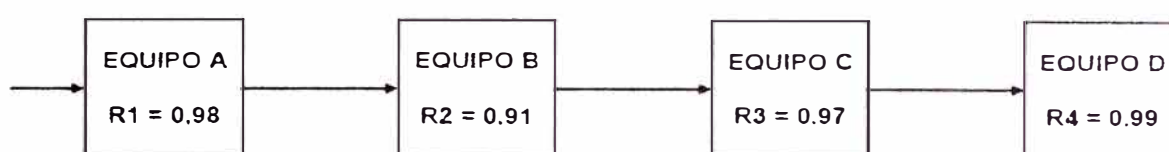
#### **4.2.1.3. DISPONIBILIDAD DE UN SISTEMA EN SERIE.**

La disponibilidad de un sistema de equipos en serie se calcula por el producto de las disponibilidades de todos los equipos o sub-sistemas que componen la cadena.

Por ejemplo cuando dos o más equipos se encuentran proporcionando un servicio y están instalados en serie, disminuyendo la disponibilidad del sistema, se comportan en una forma similar a una cadena compuesta por varios eslabones, soportando una carga; en cualquier momento, la cadena puede fallar a través del eslabón más débil. La disponibilidad de un sistema

con componentes en serie es igual al producto de las disponibilidades de sus componentes.

Supongamos que tenemos un sistema integrado por cuatro componentes en serie: A, B, C, y D, cuyos valores de disponibilidad son R1, R2, R3 y R4. El valor de la disponibilidad del sistema en serie  $D_s$  es:



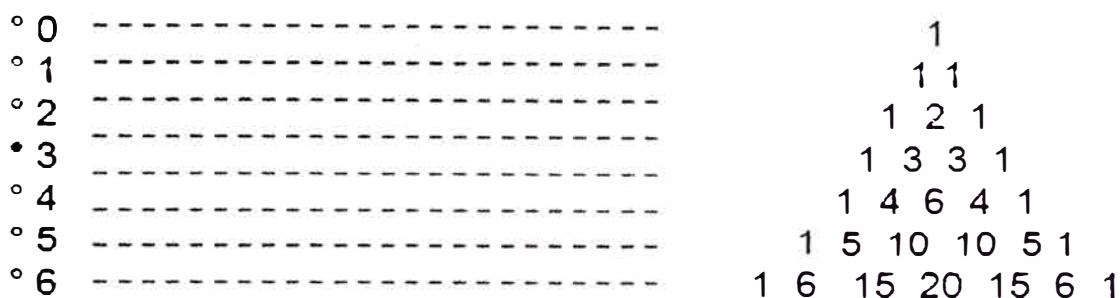
**Figura 4.2.** Esquema de instalación en serie.

$$D_s = R1 \times R2 \times R3 \times R4$$

$$D_s = 0.98 \times 0.91 \times 0.97 \times 0.99 = 0.86$$

#### **4.2.1.4. DISPONIBILIDAD DE UN SISTEMA EN PARALELO.**

La disponibilidad de un sistema de equipos en paralelo se calcula utilizando la ecuación del binomio que es la simplificación de la fórmula general de Probabilidad. Los coeficientes del binomio se obtendrán del triángulo de Pascal.



**Figura 4.3.** Coeficientes Triangulo de Pascal.

Por ejemplo para el cálculo de la disponibilidad de un sistema de 3 equipos en paralelo se utilizará la siguiente ecuación:

$$(D + I)^3 = D^3 + 3D^2.I + 3D.I^2$$

Para el caso de un sistema compuesto por dos equipos iguales en paralelo, cada una de ellas con capacidad de producción al 100%.

#### **4.2.1.5. EFFECTIVIDAD DE UN SISTEMA.**

La efectividad del sistema se calculará afectando a cada término de un factor de capacidad. En el caso precedente, los equipos son capaces del 100% de producción y la efectividad resulta:

$$E = D^2 \cdot 1 + 2 \cdot D \cdot I \cdot 1$$

$$E = D^2 + 2 \cdot D \cdot I = D_s$$

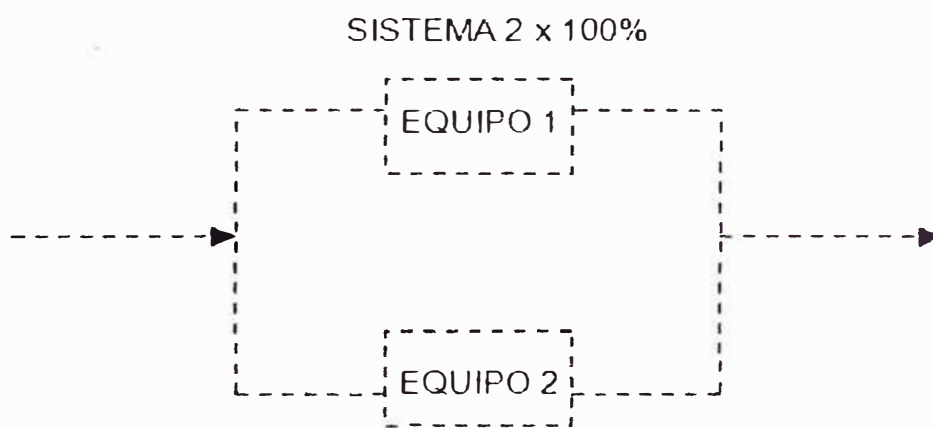
Si en vez de dos elementos de 100% cada uno se tuviera uno de 100% y otro de 50%, tendríamos:

$$E = D^2 \cdot 1 + D \cdot I \cdot 1 + DI * 0.5$$

$$E = D^2 + 1.5DI \neq D_s$$

La efectividad de un sistema se calculará afectando a cada término del segundo miembro de la ecuación de disponibilidad de un sistema por un factor de capacidad.

En el caso precedente, los equipos son capaces del 100% de producción resulta:



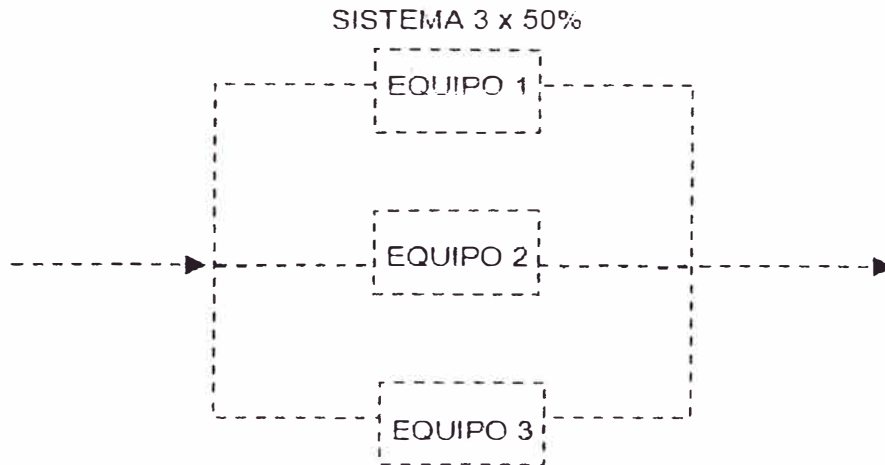
**Figura 4.4.** Configuración en paralelo 2 x100%

$$D_S = D^2 + 2.D.I$$

$$E_S = D^2 \times 1.00 + 2.D.I \times 1.00$$

$$E_S = D^2 + 2.D.I = D_S$$

En este caso la ecuación de efectividad coincide con la ecuación de disponibilidad. Para el caso de 3 equipos en paralelo de 50% de capacidad cada uno, se requiere mínimo 2 bombas para tener el sistema al 100%.



**Figura 4.5.** Configuración en paralelo 3 x50%

$$D_s = D^3 + 3D^2.I + 3D.I^2$$

$$E_s = D^3 \times 1.0 + 3.D^2.I \times 1.0 + 3.D.I^2 \times 0.5$$

En este caso la ecuación de efectividad no coincide con la ecuación de disponibilidad.

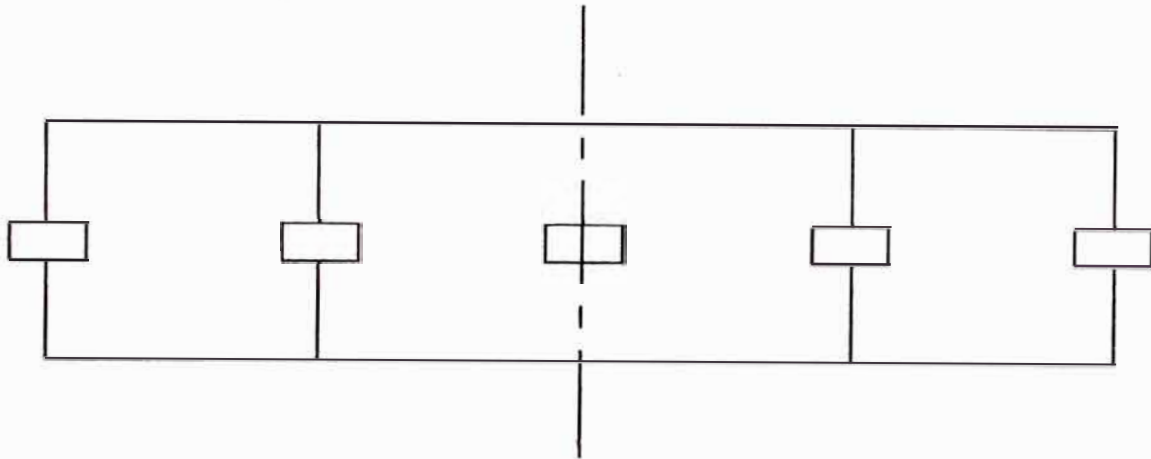
#### **4.2.1.6. ANÁLISIS DE SISTEMAS CON MÁS DE DOS UNIDADES EN PARALELO.**

El análisis de sistemas más complejos se efectúa en la misma forma.

Ejemplo:

Cinco unidades en paralelo de los cuales deben operar un mínimo de tres para que el sistema se considere disponible.





**Figura 4.6.** Sistema con 5 equipos en paralelo

Tenemos: De acuerdo al triangulo de Pascal

$$\begin{array}{cccccc}
 & & & & & & 1 \\
 & & & & & & & 1 & 1 \\
 & & & & & & & 1 & 2 & 1 \\
 & & & & & & & 1 & 3 & 3 & 1 \\
 & & & & & & & 1 & 4 & 6 & 4 & 1 \\
 & & & & & & & 1 & 5 & 10 & 10 & 5 & 1
 \end{array}$$

$$D_S = D^5 + 5D^4I + 10D^3I^2$$

Si el sistema puede operar con menos de 3 equipos a capacidad reducida, la efectividad se calcula por:

$$Es = D^5 \times 1.0 + 5D^4 \times 1.0 + 10D^3I^2 \times 1.0 + (2/3) \times 10D^2I^3 + (1/3) \times 5DI^4$$

#### 4.2.1.7. ANÁLISIS DE SISTEMAS COMPLEJOS CON MÁQUINAS EN SERIE Y EN PARALELO.

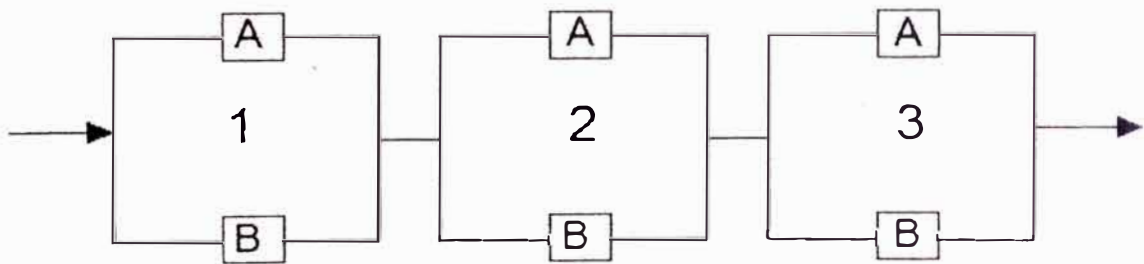
##### A) MÉTODO RAZONADO.

Si un sistema está compuesto de  $n$  máquinas con una disponibilidad típica  $D$ ; el porcentaje de tiempo que  $r$  máquinas estarán fuera de servicio se calcula por la fórmula:

$$P_n^r = \frac{n!}{r!(n-r)!} (D)^{n-r} (1-D)^r$$

Por otro lado, de la disposición del sistema podemos calcular como afecta la detención de 1,2 etc. máquinas.

Ejemplo numérico:



**Figura 4.7.** Sistema configurado en serie y paralelo

Datos:

- En cada estación hay 2 bombas
- Cada bomba es capaz de pasar el 100% de producción
- $D=0.73$

Solución:

- La parada de 0 bombas puede ocurrir de una sola forma y el flujo continuará siendo el 100%

0-----1-----100%

- La parada de una bomba puede ocurrir de 6 formas distintas y el flujo continuará en 100%
- La parada de 2 bombas puede ocurrir de :

A1A2

A1A3

A2A3

B1B2 6 formas – flujo 100% = 600%

B1B3

B2B3

A1B2

A1B3

A2B1

A2B3 6 formas – flujo 100% = 600%

A3B1

A3B2

A3B3

A2B2 3 formas – flujo 0% = 0%

A1B1

TOTAL : 15 formas-----Suma----- = 1200%

- Luego en promedio, la parada de dos bombas limitará el flujo a:

$$\text{Flujo probable} = \frac{1200\%}{15} = 80 \%$$

- La parada de tres bombas puede ocurrir de:

$$x = \frac{6!}{3!(3)!} = \frac{6 \times 5 \times 4}{3 \times 2} = 20 \text{ formas}$$

A1A2A3

B1B2B3

A1B2B3

A2B1B3      8 formas – flujo 100% = 800%

A3B1B2

B1A2A3

B3A1A2

A1B1B2

A1B1B3

A2B2B1

A2B2B3

A3B3B1

A3B3B2

B1A1A2      12 formas – flujo 0% = 0%

B1A1A3

B2A2A1

B2A2A3

B3A3A1

B3A3A2

Total 20 formas

Suma = 800%

- La parada de 4 bombas puede ocurrir de:

$$x = \frac{6!}{4! \times 2!} = \frac{6 \times 5}{2} = 15 \text{ formas}$$

A1A2A3B1

A1A2A3B2

A1A2A3B3

B1B2B3A1

B1B2B3A2

B1B2B3A3

A1B1A2B2

A1B1A3B3 15 formas - flujo = 0%

A2B2A3B3

A1B1A2B3

A1B1A3B2

A3B3A2B1

A3B3A1B2

A2B2A1B3

A2B2B1A3

Resumen:

Nº bombas	Flujo probable
0	100%
1	100%
2	80%
3	40%
4 o más	0%

Calculamos ahora el porcentaje de tiempo que podemos tener 0, 1,2... etc. bombas inoperativas.

$$P_0 = \frac{6!}{0! \times 6!} \times (0.73)^6 \times (0.27)^0 = 0.1513341$$

$$P_1 = \frac{6!}{1! \times 5!} \times (0.73)^5 \times (0.27)^1 = 0.3358375$$

$$P_2 = \frac{6!}{2! \times 4!} \times (0.73)^4 \times (0.27)^2 = 0.3105347$$

$$P_3 = \frac{6!}{3! \times 3!} \times (0.73)^3 \times (0.27)^3 = 0.1531404$$

$$P_4 \text{ ó más (por diferencia con 1)} = \underline{0.0491533}$$

$$\text{Total} = 1.0000000$$

Calculamos ahora la efectividad del sistema:

El flujo probable será:

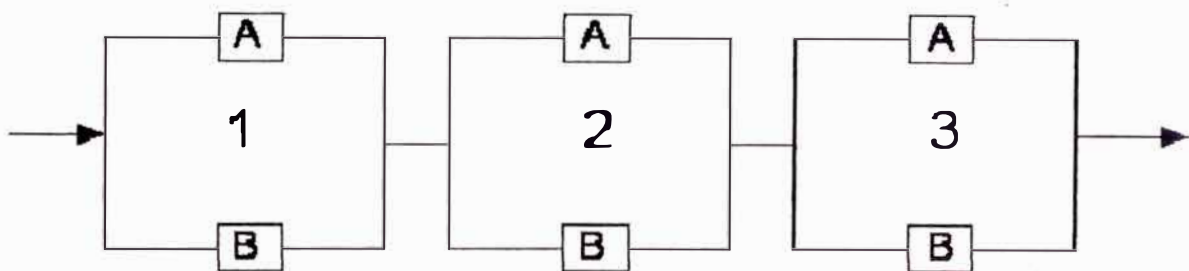
Nº Bombas Dañadas	Porcentaje de Flujo	Porcentaje Tiempo	Fracción Pesada
0	100%	15.13341	1513.341
1	100%	33.58375	3358.375
2	80%	31.05347	2484.278
3	40%	15.31404	612.562
4 ó más	0%	4.91533	0
	Total	100	7968.555

$$\text{Flujo probable} = 7968.56/100 = 79.69 \%$$

## B) MÉTODO SIMPLIFICADO

- Calculamos la efectividad de los sub-sistemas en paralelo.
- Calculamos la efectividad del conjunto de elementos en serie.

Ejemplo numérico para la disposición mostrada en la fig. 4.7 la cual se muestra nuevamente:



Datos:

- En cada estación hay 2 bombas
- Cada bomba es capaz de pasar el 100% de producción
- $D=0.73$

Solución:

$$E_{SS} = D^2(1.0) + 2DI(1.0)$$

$$E_{SS} = (0.73)^2 + 2 \times 0.73 \times 0.27$$

$$E_{SS} = 0.5329 + 0.3942$$

$$E_{SS} = 0.9271$$

$$E_S = (E_{SS})^3 = (0.9271)^3 = 0.7968558$$

$$\therefore \text{Flujo probable} = 79.68558\%$$

Vemos que el resultado es idéntico al obtenido por método razonado más largo.

### **4.3. MODELAMIENTO DE DISPONIBILIDAD Y EFECTIVIDAD.**

El desarrollo del modelamiento comprende tres fases que abarca el análisis integral de los sistemas y equipos que intervienen en el proceso y que pueden afectar la producción ante cualquier falla.

#### **4.3.1 FASE I: EVALUACIÓN GENERAL DE LOS SISTEMAS.**

Analizar el funcionamiento integral de los sistemas, contabilizando el número de equipos en campo, configuraciones de instalación entre equipos, modalidad de operación.

#### **4.3.2 FASE II: BASE DE DATOS DE INDISPONIBILIDAD DE EQUIPOS.**

Esta fase consistió en la elaboración de un software en formato Excel para el registro de la base de datos de indisponibilidad de los equipos que intervienen en el proceso productivo y en el modelamiento de Efectividad. El software de la base de datos de indisponibilidad de equipos está estructurado de la siguiente manera:

- Tipo de indisponibilidad por: programa, correctivo o falla.
- Hora y fecha de inicio y fin de indisponibilidad.
- Motivo de la indisponibilidad.
- Permisos de trabajo asociados.
- Equipo identificado por: unidad, sistema, equipo y código KKS.

El listado facilitado por la Central esta restringida por la reserva correspondiente.



### **4.3.3 FASE III: DISEÑO DE CONFIGURACION DE LOS SISTEMAS Y ECUACIONES DEL MODELAMIENTO DE EFECTIVIDAD.**

Esta fase consistió en el desarrollo del modelamiento de Efectividad de la Central, a partir de los diagramas funcionales de los sistemas del proceso productivo.

Los diagramas funcionales se desarrollarán en base al proceso productivo y como se afectan los equipos entre ellos. Los criterios utilizados para los factores de capacidad en cada sistema de acuerdo a la disponibilidad del equipo serán tomados de los antecedentes de modos de operación real de la Central la misma que es proveída por el sistema Scada y cuyos criterios de evaluación son reservadas por el área de Operaciones.

### **4.3.4 TURBINA A GAS N° 3 Y 4.**

En el caso del diagrama funcional de las turbinas de gas TG3 y TG4 se han considerado iguales debido a que son de la misma marca, modelo, tamaño y potencia. Cada turbina de gas tienen un total de 11 sistemas conformado por 4 sistemas en paralelo, 3 de ellos tienen la configuración de 2 x 100%, en este caso la Efectividad del sistema coincide con la Disponibilidad del Sistema, y sus factores de afectación es 1 y un sistema con la configuración de 6 x 25%, quiere decir que 4 equipos son suficientes para tener el sistema al 100% y 2 están de respaldo. Los 7 sistemas restantes están configurados en serie debido a que no tienen respaldo.

La disponibilidad del equipo se calculará con ecuación 4.1.:

$$D_E = \frac{m}{m + \phi}$$

El cálculo de disponibilidad de la unidad TG3 será el producto de todas las disponibilidades de cada sistema y el cálculo de la efectividad del mismo modo el producto de todas las efectividades de cada sistema.

$$\begin{aligned} \text{Disponibilidad Sist. TG} &= D_{E0} \times D_{E1} \times D_{E2} \times D_{E3} \times D_{S4} \times D_{S5} \times D_{S6} \times D_{S7} \\ &\quad \times D_t \times D_{S8} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Efectividad unidad TG3} &= D_{E0} \times D_{E1} \times D_{E2} \times D_{E3} \times E_{S4} \times E_{S5} \times E_{S6} \times E_{S7} \\ &\quad \times D_t \times E_{S8} \end{aligned}$$

El detalle del modelamiento para las turbinas de gas 3 y 4 se muestra en la tabla 4.1.

El esquema del modelo adoptado para las turbinas de gas se muestran en la figura 4.8.

Unidad	Sistema	Configuración del subproceso	Modo de operación	Factores de capacidad del proceso	EQ disponibilidad	EQ efectividad
TG3 TG4	Sistema de Control TXP	Serie	1 x 100%	1	$D_{E0}$	$D_{E0}$
	Filtros de aire	Serie	1 x 100%	1	$D_{E1}$	$D_{E1}$
	Compresor de TG	Serie	1 x 100%	1	$D_{E2}$	$D_{E2}$
	Válvulas de regulación de GN	Serie	1 x 100%	1	$D_{E3}$	$D_{E3}$
	Bbas de sistema de lubricación	Paralelo	2 x 100%	2 bombas - 1.00	$D_{S4} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S4} = D^2.1 + 2.D.I.1$
				1 bomba - 1.00		
				0 bomba - 0		
	Bombas de sistema de hidráulico	Paralelo	2 x 100%	2 bombas - 1.00	$D_{S5} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S5} = D^2.1 + 2.D.I.1$
				1 bomba - 1.00		
				0 bomba - 0		
	Bombas de refrigeración cerrado	Paralelo	2 x 100%	2 bombas - 1.00	$D_{S6} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S6} = D^2.1 + 2.D.I.1$
				1 bomba - 1.00		
				0 bomba - 0		
	Ventiladores de enfriamiento MPR	Paralelo	6 x 25%	6 Vent - 1.00	$D_{S7} = D^6 + 6.D^5.I + 15.D^4.I^2$	$E_{S7} = D^6.1 + 6.D^5.I.1 + 15.D^4.I^2.1 + 20.D^3.I^3.(390/480) + 15.D^2.I^4.(270/480)$
5 Vent - 1.00						
4 Vent - 1.00						
3 Vent - (390/480)						
2 Vent - (270/480)						
Compresor de Aire de Comando	Serie	1 x 100%	1 compr - 1.00	$D_{S8} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S8} = D^2.1 + 2.D.I.1$	
			0 compr - 0			
Turbina de Gas	Serie	1 x 100%	1 Turbina - 100	$D_t=D$	$E_s=D$	
Generador Electrico	Serie	1 x 100%	1	$D_{E1}$	$D_{E1}$	

Tabla 4.1. Desarrollo del modelo de efectividad unidad TG3 y TG4

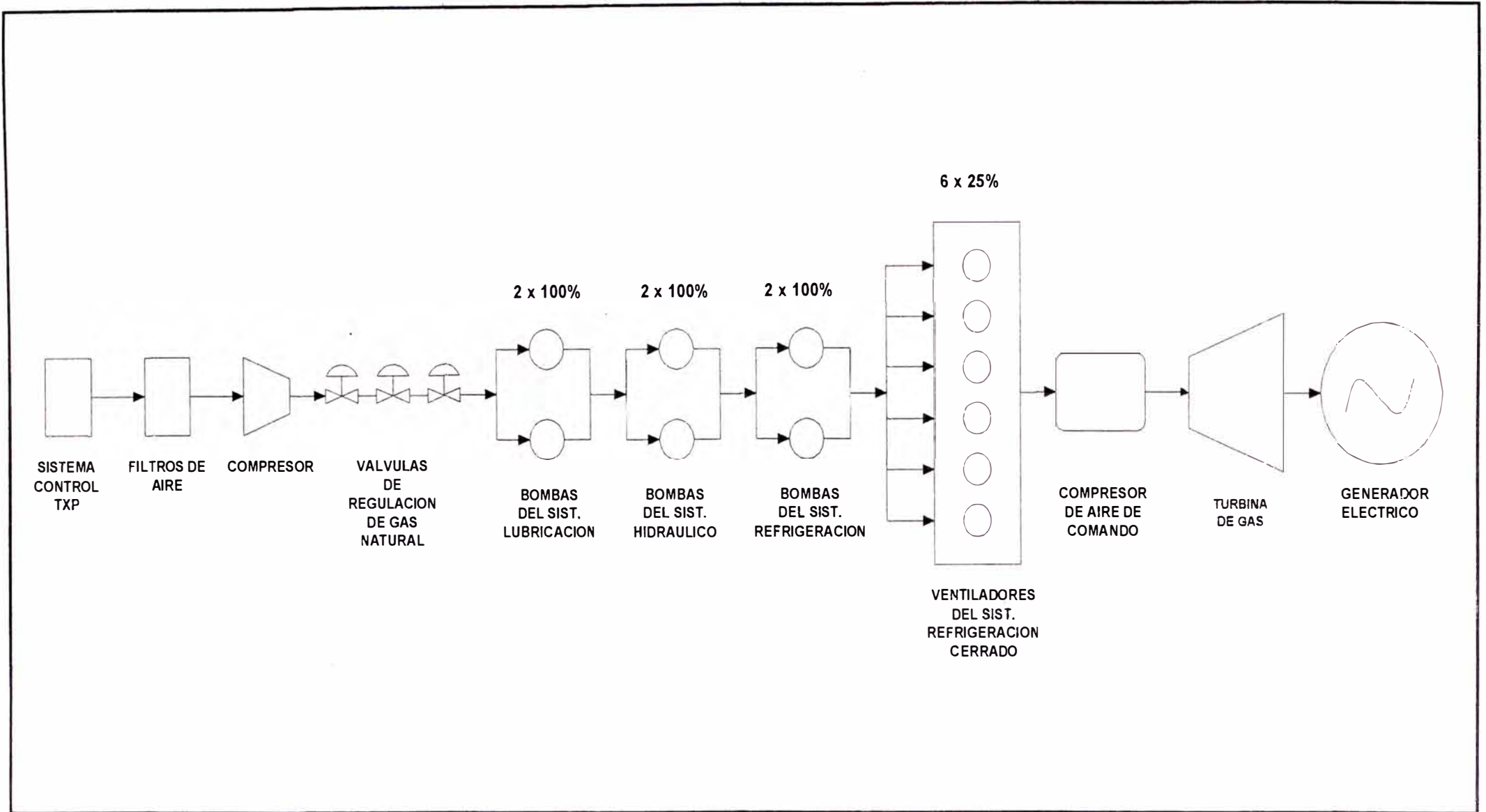


Figura 4.8. Esquema del modelo de efectividad unidades TG3 y TG4.

#### **4.3.5. CALDERA RECUPERADORA DE CALOR.**

Las Calderas Recuperadoras de Calor, son de las mismas características y cuenta con la misma configuración de sistemas tanto en lo concerniente a las válvulas, como con el sistema de control y el fuego adicional. La configuración cuenta con 12 sistemas 8 de ellos en serie ya que no cuentan con ningún respaldo, y los 4 restantes en paralelo; 2 ellos configurados en 2 x 50% y 2 configurados en 2 x 100%.

La disponibilidad del equipo se calculará con la ecuación 4.1.:

$$D_E = \frac{m}{m + \phi}$$

El cálculo de disponibilidad de cada una de las HRSG será el producto de todas las disponibilidades de cada sistema y el cálculo de la efectividad del mismo modo el producto de todas las efectividades de cada sistema.

El detalle del modelamiento para las calderas recuperadoras (HRSG) 11 y 12 se muestra en la tabla 4.2.

El esquema del modelo adoptado para las HRSG se muestra en la figura 4.9.

Unidad	Sistema	Configuracion del Subproceso	Modos de Operacion	Factores de Capacidad del Proceso	EQ Disponibilidad	EQ Efectividad
HEAT RECOVERY STEAM GENERATORS 11 Y 12	Sistema de I&C	Paralelo	2 x 50%	2 Sist- 1.00 1 Sist- 235/490	DS = D2 + 2.D.I	ES = D2.1 + 2.D.I.(235/490)
	Sopladores de Fuego Adicional	Paralelo	2 X 100%	2 Blower - 1.00 1 Blower - 1.00	DS = D2 + 2.D.I	ES = D2.1 + 2.D.I.1
	Fuga agua/vapor	Serie	1 X 100%	1 Valvula - 1.00	DS = D	ES=D
	Válvula control de nivel domo HP	Elemento	1 X 100%	1 Valvula - 1.00	DS = D	ES=D
	Válvula control de nivel domo IP	Elemento	1 X 100%	1 Valvula - 1.00	DS = D	ES=D
	Válvula control de nivel domo LP	Elemento	1 X 100%	1 Valvula - 1.00	DS = D	ES=D
	Válvula de atemperación by pass	Elemento	1 X 100%	1 Valvula - 1.00	DS = D	ES=D
	Válvula de seguridad	Elemento	1 X 100%	1 Valvula - 1.00	DS = D	ES=D
	Válvula de acople IP	Elemento	1 X 100%	1 Valvula - 1.00	DS = D	ES=D
	Válvula de acople HP	Elemento	1 X 100%	1 Valvula - 1.00	DS = D	ES=D
	Valvulas Reguladoras de Fuego Adicional	Paralelo	2 X 100%	2 Valvula - 1.00 1 Valvula - 1.00	DS = D2 + 2.D.I	ES = D2.1 + 2.D.I.1
	Quemador fuego adicional	Paralelo	2 x 50%	2 Quemador - 1.00 1 Quemador - 235/490	DS = D2 + 2.D.I	ES = D2.1 + 2.D.I.(235/490)

Tabla 4.2. Desarrollo del modelo de efectividad HRSG 11 y HRSG12

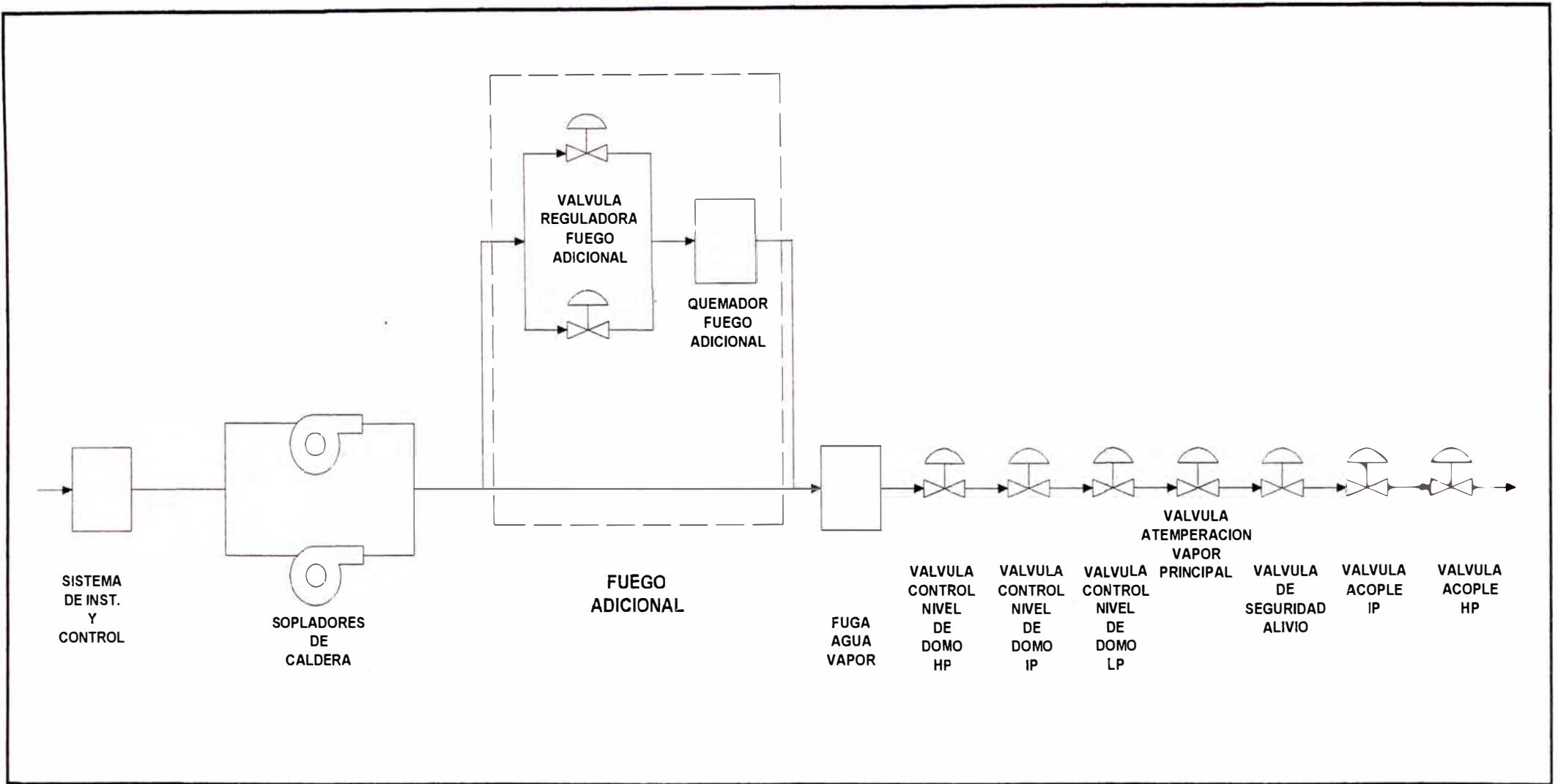


Figura 4.9. Esquema del modelo de efectividad HRSG 11 y HRSG 12.

#### 4.3.6. BALANCE OPERATION PLANT (BOP).

El BOP cuenta con 17 sistemas y/o elementos, de los cuales 10 se encuentran en paralelo y de acuerdo a la siguiente disposición:

4 (2 x 100%)

3 (3 x 50%)

1 (5 x 50%)

1 (12 x 9.1%)

1 (3 x 100%)

Además los otros 7 sistemas y/ o elementos se encuentran en serie

La disponibilidad del equipo se calculará con la ecuación 4.1.:

$$D_E = \frac{m}{m + \phi}$$

El cálculo de disponibilidad del BOP será el producto de todas las disponibilidades de cada sistema y el cálculo de la efectividad del mismo modo el producto de todas las efectividades de cada sistema.

El detalle del modelamiento para el Balance Operation Plant se detalla en la tabla 4.3.a y b.

El esquema del modelo adoptado para el BOP se muestra en la figura 4.10.



Unidad	Sistema	Configuración del subproceso	Modo de operación	Factores de capacidad del proceso	EQ disponibilidad	EQ efectividad
BOP	Sistema de Control TXP	Serie	1 x 100%	1	$D_{S0}$	$D_{S0}$
	Bombas de Envio Agua Demi	Paralelo	2 x 100%	2 bombas - 1.00	$D_{S1} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S1} = D^2.1 + 2.D.I.1$
				1 bomba - 1.00		
				0 bomba - 0		
	Bombas de refrigeración cerrado	Paralelo	2 x 100%	2 bombas - 1.00	$D_{S2} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S2} = D^2.1 + 2.D.I.1$
				1 bomba - 1.00		
				0 bomba - 0		
	Bombas de refrigeración auxiliar	Paralelo	2 x 100%	2 bombas - 1.00	$D_{S3} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S3} = D^2.1 + 2.D.I.1$
				1 bomba - 1.00		
				0 bomba - 0		
	Bombas de vacío	Paralelo	2 x 100%	2 bombas - 1.00	$D_{S5} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S5} = D^2.1 + 2.D.I.1$
				1 bomba - 1.00		
				0 bomba - 0		
	Condensador	Serie	1 x 100%	1	$D_{E6}$	$D_{E6}$
	Bombas extracción de condensado	Paralelo	3 x 50%	3 bombas - 1.00	$D_{S7} = D^3 + 3.D^2.I$	$E_{S7} = D^3.1 + 3.D^2.I.1 + 3.D.I^2.(337/480)$
2 bombas - 1.00						
1 bomba - 0.70						
0 bomba - 0						
Bombas refrigerac principal	Paralelo	3 x 50%	3 bombas - 1.00	$D_{S8} = D^3 + 3.D^2.I$	$E_{S8} = D^3.1 + 3.D^2.I.1 + 3.D.I^2.(337/480)$	
			2 bombas - 1.00			
			1 bomba - 0.70			
			0 bomba - 0			
Bombas de pozos	Paralelo	5 x 50%	5 bombas - 1.00	$D_{S9} = D^5 + 5.D^4.I + 10.D^3.I^2 + 5.D^2.I^3$	$E_{S9} = D^5.1 + 5.D^4.I.1 + 10.D^3.I^2.1 + 10.D^2.I^3.1 + 5.D.I^4.(337/480)$	
			4 bombas - 1.00			
			3 bombas - 1.00			
			2 bombas - 1.00			
			1 bomba - 0.70			
0 bomba - 0						

Tabla 4.3.a: Desarrollo del modelo de efectividad Balance Operation Plant

Unidad	Sistema	Configuración del subproceso	Modo de operación	Factores de capacidad del proceso	EQ disponibilidad	EQ efectividad	
BOP	Ventiladores torre de refrigeración	Paralelo	12 x 9.1%	12 vent - 1.00	$D_{S10} = D^{12} + 12.D^{11}.I$	$E_{S10} = D^{12}.1 + 12.D^{11}.I.1 + 66.D^{10}.I^2.(460/480) + 220.D^9.I^3.(450/480) + 495.D^8.I^4.(440/480) + 792.D^7.I^5.(380/480) + 924.D^6.I^6.(395/480) + 792.D^5.I^7.(320/480) + 495.D^4.I^8.(295/480)$	
				11 vent - 1.00			
				10 vent - 0.96			
				9 vent - 0.94			
				8 vent - 0.92			
				7 vent - 0.80			
				6 vent - 0.82			
				5 vent - 0.66			
				4 vent - 0.61			
				3 vent - 0.00			
				2 vent - 0.00			
				1 vent - 0.00			
	0 vent - 0.00						
		Bombas de alimentación de calderas	Paralelo	3 x 50%	3 bombas - 1.00	$D_{S11} = D^3 + 3.D^2.I$	$E_{S11} = D^3.1 + 3.D^2.I.1 + 3.D.I^2.(395/480)$
					2 bombas - 1.00		
					1 bomba - 0.83		
					0 bomba - 0		
	Compresores de aire	Paralelo	3 x 100%	3 compres - 1.00	$D_{S12} = D^3.1 + 3.D^2.I.1 + 3.D.I^2.1$	$E_{S12} = D^3.1 + 3.D^2.I.1 + 3.D.I^2.1$	
				2 compres - 1.00			
				1 compres - 1.00			
				0 bomba - 0			
	Valvula de Atemperacion de Vapor Principal	Serie	1 x 100%	1	$D_{s13}$	$E_{S13}$	
	Valvula de Atemperacion By pass	Serie	1 x 100%	1	$D_{s14}$	$E_{S14}$	
	Valvula de Regulacion de vapor HP TV	Serie	1 x 100%	1	$D_{s15}$	$E_{S15}$	
	Valvula de Regulacion de vapor IP TV	Serie	1 x 100%	1	$D_{s16}$	$E_{S16}$	
	Valvula de Regulacion de vapor LP TV	Serie	1 x 100%	1	$D_{s17}$	$E_{S17}$	

Tabla 4.3.b: Desarrollo del modelo de efectividad Balance Operation Plant

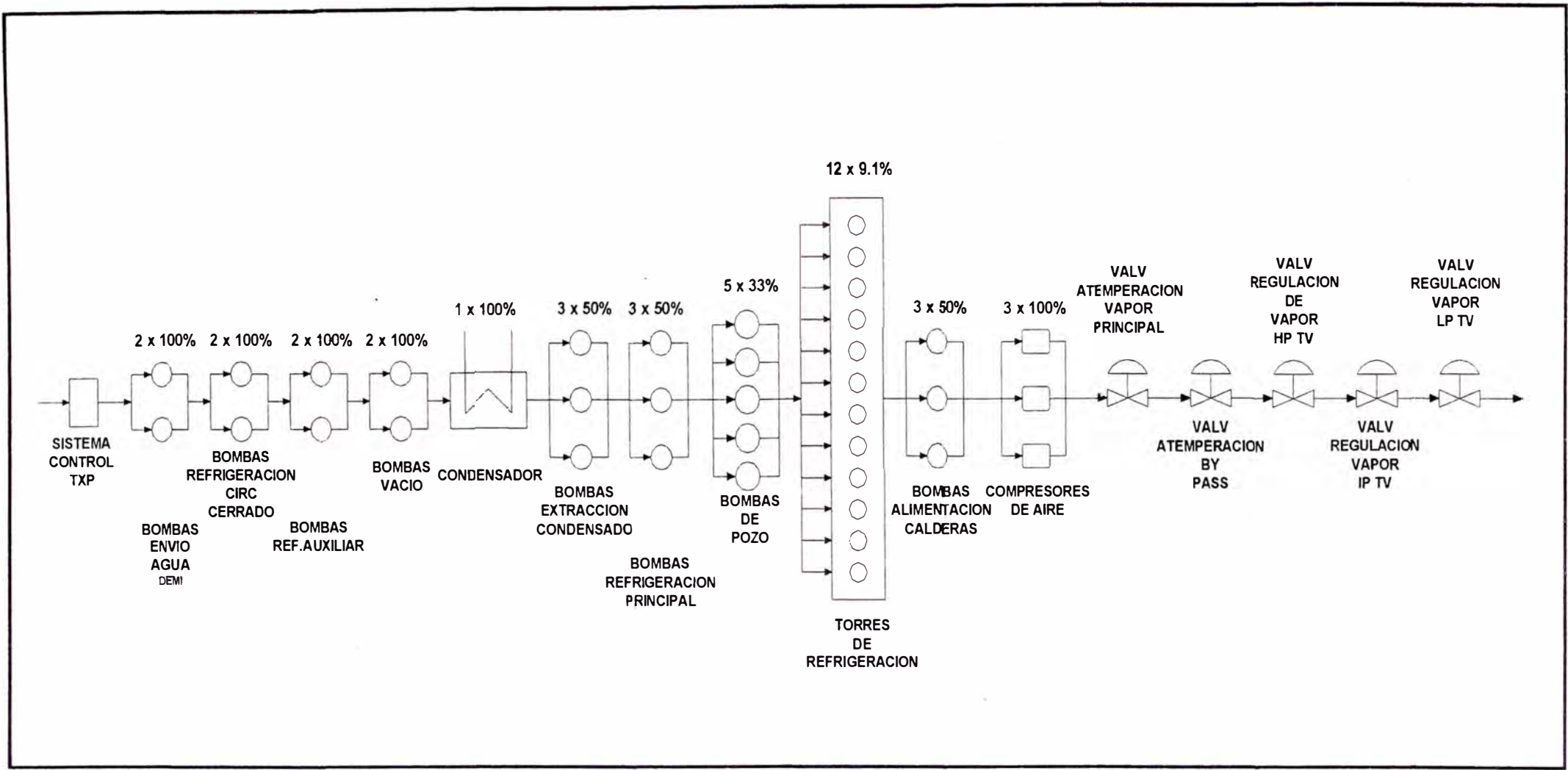


Figura 4.10. Esquema del modelo de efectividad Balance Operation Plant

#### **4.3.7. TURBINA DE VAPOR N° 5.**

En el caso del diagrama funcional de la turbina de vapor TV, tiene un total de 5 sistemas conformado por: 2 sistemas en paralelo configurados en 2 x 100% y los otros 3 sistemas en serie cubriendo cada uno de ellos el 100% del requerimiento.

La disponibilidad del equipo se calculará con la siguiente ecuación 4.1.:

$$D_E = \frac{m}{m + \phi}$$

El cálculo de disponibilidad de la TV5 será el producto de todas las disponibilidades de cada sistema y el cálculo de la efectividad del mismo modo el producto de todas las efectividades de cada sistema.

El detalle del modelamiento para la Turbina de Vapor N° 05 (TV5) se detalla en la tabla 4.4.

El esquema del modelo adoptado para la TV5 se muestra en la fig. 4.11.

#### **4.3.8. CENTRAL CICLO COMBINADO.**

El modelamiento de la Central está basado en las efectividades de las unidades TG3, TG4, TV5, las HRSG11 y 12, y el BOP de igual manera se construye el diagrama funcional por tener una configuración de operación 2x1: 2 turbinas de gas, 2 HRSG's , y el BOP en serie con la TV5.

El detalle del modelamiento para la Turbina de Vapor N° 05 (TV5) se detalla en la tabla 4.5.

El esquema del modelo adoptado para la TV5 se muestra en la fig. 4.12.

Unidad	Sistema	Configuración del subproceso	Modo de operación	Factores de capacidad del proceso	EQ disponibilidad	EQ efectividad
TV 5	Sistema de Control TXP	Serie	1 x 100%	1	$D_{SO}$	$D_{SO}$
	Bombas de sistema lubricación	Paralelo	2 x 100%	2 bombas - 1.00	$D_{S1} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S1} = D^2.1 + 2.D.I.1$
				1 bomba - 1.00		
				0 bomba - 0		
	Bombas de sistema hidráulico	Paralelo	2 x 100%	2 bombas - 1.00	$D_{S2} = D^2 + 2.D.I$	$E_{S2} = D^2.1 + 2.D.I.1$
				1 bomba - 1.00		
				0 bomba - 0		
	Bombas extracción de condensado	Paralelo	3 x 50%	3 bombas - 1.00	$D_{S7} = D^3 + 3.D^2.I$	$E_{S7} = D^3.1 + 3.D^2.I.1 + 3.D.I^2.(337/480)$
				2 bombas - 1.00		
				1 bomba - 0.70		
				0 bomba - 0		
	Bombas refrigerac principal	Paralelo	3 x 50%	3 bombas - 1.00	$D_{S8} = D^3 + 3.D^2.I$	$E_{S8} = D^3.1 + 3.D^2.I.1 + 3.D.I^2.(337/480)$
				2 bombas - 1.00		
				1 bomba - 0.70		
				0 bomba - 0		

Tabla 4.4. Desarrollo del modelo de efectividad TV N°5

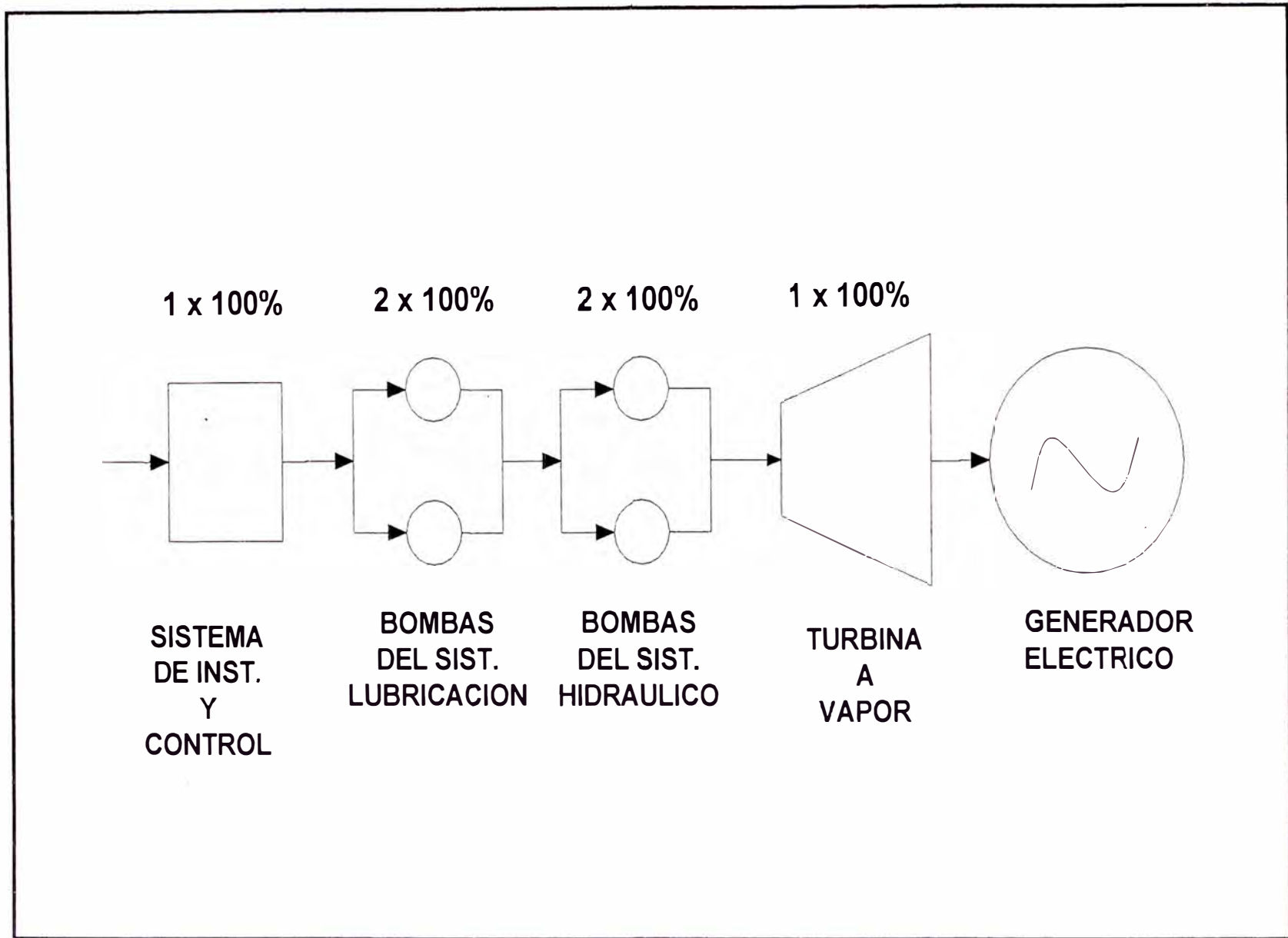


Figura 4.11. Esquema del modelo de efectividad TV N° 5.

Central	Unidad	Configuración del subproceso	Modo de operación	Factores de capacidad del proceso	Ecuacion efectividad
Ventanilla	TG3	Paralelo	1 x 32%	0.5	$E_{CENTRAL} = [(E_{TG} \cdot E_{HRSG})^2 \cdot 1 + 2 \cdot (E_{TG} \cdot E_{HRSG})^2 \cdot (1 - (E_{TG} \cdot E_{HRSG})) \cdot (0.5)] \times E_{TV}$
	TG4	Paralelo	1 x 32%	0.5	
	HRSG 11	Paralelo	1 x 18%	0.18	
	HRSG 12	Paralelo	1 x 18%	0.18	
	TV5	Serie	1 x 36%	0.64	

Tabla 4.5. Desarrollo del modelo de efectividad de la Central Térmica Ventanilla.

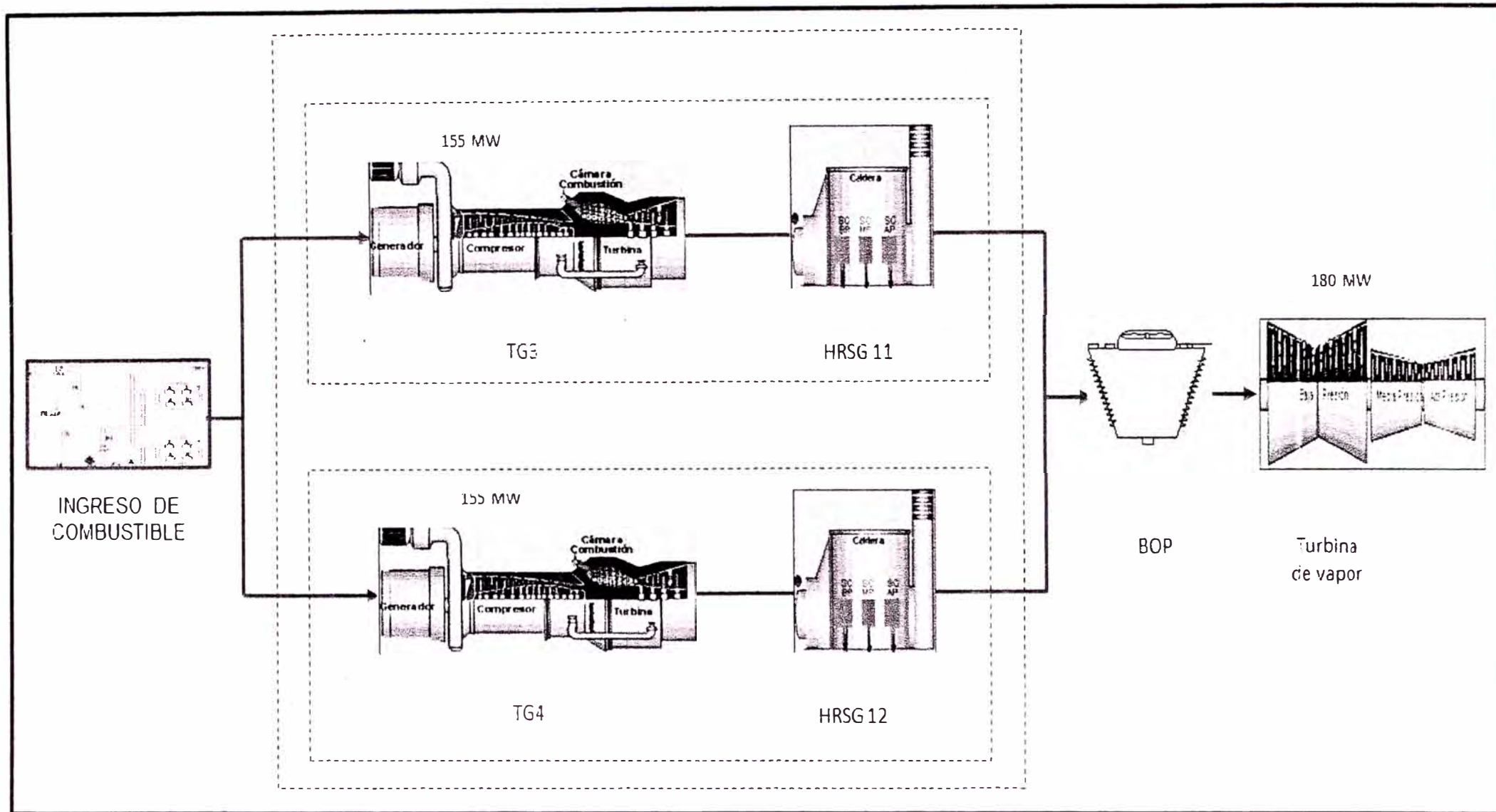


Figura 4.12. Esquema del modelo de efectividad de la Central Térmica Ventanilla



#### 4.4. EJEMPLO APLICATIVO DE CÁLCULO.

Para ejemplo aplicativo se tomara las fallas del Sistema de Control (TXP) de la Turbina de Gas N° 03 (TG3):

- Se definió las horas de indisponibilidad del TXP en base a la duración de las sucesivas fallas presentadas de acuerdo a la base de datos sumo un total de 92 horas de indisponibilidad (HI)
- Se definió las horas operativas (HO) de acuerdo al siguiente criterio:

$$HO = \text{Dias sin fallas} \times 24 \times fp - HI$$

Donde:

HO = Horas operativas sin fallas

fp = Factor de planta

HI = Horas con indisponibilidad

- Se registra el número de fallas registradas en el periodo analizado.
- El tiempo medio entre fallas se calcula como el promedio lineal entre el numero de fallas:

$$TMEF = \frac{HO}{\# \text{ fallas}}$$

Para el sistema de control resulto un TMEF de 2024 horas por lo que en el nuevo plan de mantenimiento se ha considerado realizar inspecciones en dicho sistema de control, aprovechando las inspecciones periódicas del equipo principal en este caso la TG3.

- Se calcula la disponibilidad para lo cual se utiliza el siguiente criterio:

$$D = \frac{(HPE - HI)}{HPE}$$

Donde:

D = Disponibilidad .

HPE = Horas del periodo evaluadas .

HI = Horas de indisponibilidad .

Para el periodo evaluado se tienen HPE= 8187 horas evaluadas, con un HI =92 lo que resulta en una disponibilidad D= 98.88%

- Se calcula la indisponibilidad como la diferencia:

$$I = 1 - D$$

Donde:

D = Disponibilidad

I = Indisponibilidad

Por lo que reemplazando en la última expresión tenemos una indisponibilidad I = 1.12%

- Por ser un elemento aislado se cumple que la efectividad es igual a la disponibilidad, en cuanto a este aspecto del cálculo cada sistema debe analizarse y determinarse a la metodología explicada en el apartado 4.2.1.

## 4.5. RESULTADOS PARCIALES

### CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD Y EFECTIVIDAD SISTEMA TG3

Periodo evaluación: Del 01/01/2010 al 31/12/2010  
 horas del período : 8,187 hr.

ÍTEM	SISTEMA	#FALLAS	Hr. FALLA	DISP	INDISP	DISP	EFFECT	SISTEMA	SISTEMA
		#	hr.	%	%	Ds(%)	Es(%)	Ds(%)	Es(%)
1	Filtros de aire	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%	97.474%	97.474%
2	Compresor	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
3	Valvula Reguladora GN pilot	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Valvula Reguladora GN difusión	0	0	100.00%	0.00%				
	Valvula Reguladora GN premix	0	0	100.00%	0.00%				
4	Bomba de lubricación principal	1	7	99.91%	0.09%	100.00%	100.0%		
	Bomba de lubricación auxiliar	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio	1		99.96%	0.04%				
5	Bomba hidráulica princ	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Bomba hidráulica auxiliar	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio	0		100.00%	0.00%				
6	Bomba refrigeracion cerrado 1 MPR	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Bomba refrigeracion cerrado 2 MPR	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio	0		100.00%	0.00%				
7	Ventilador MPR 1	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Ventilador MPR 2	0	0	100.00%	0.00%				
	Ventilador MPR 3	2	247	96.98%	3.02%				
	Ventilador MPR 4	0	0	100.00%	0.00%				
	Ventilador MPR 5	1	11	99.87%	0.13%				
	Ventilador MPR 6	0	0	100.00%	0.00%				
	Ventilador MPR 7	0	0	100.00%	0.00%				
	Ventilador MPR 8	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio	3		99.607%	0.393%				
8	Compresor aire 1 Atlas Copco	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
9	Sistema de control TXP	4	92	98.88%	1.12%	98.88%	98.88%		
10	Turbina de gas	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
11	Generador eléctrico	1	116	98.58%	1.42%	98.58%	98.58%		

**Tabla 4.6.** Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema TG3

### CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD Y EFECTIVIDAD SISTEMA HRSG 11

Periodo evaluación: Del 01/01/2010 al 31/12/2010  
 horas del periodo : 8,187 hr.

ÍTEM	SISTEMA	#FALLAS	Hr. FALLA	DISP	INDISP	DISP	EFFECT	SISTEMA	SISTEMA
		#	hr.	%	%	D <sub>s</sub> (%)	E <sub>s</sub> (%)	D <sub>s</sub> (%)	E <sub>s</sub> (%)
1	Sistema de I&C	1	7	99.91%	0.09%	99.83%	99.91%	96.40%	97.91%
2	Soplador fuego adicional 1	3	340	95.84%	4.16%	99.96%	99.96%		
	Soplador fuego adicional 2	0	0	100.00%	0.00%				
		3		97.92%	2.08%				
3	Valvula Reguladora de GN Fuego Adicional N° 01	1	38	99.54%	0.46%	100.00%	100.00%		
	Valvula Reguladora de GN Fuego Adicional N° 02	0	0	100.00%	0.00%				
		1		99.77%	0.23%				
4	Quemador fuego adicional	1	125	98.47%	1.53%	96.96%	98.41%		
5	Fuga agua/vapor	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
6	Válvula control de nivel domo HP	1	5	99.94%	0.06%	99.94%	99.94%		
7	Válvula control de nivel domo IP	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
8	Válvula control de nivel domo LP	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
9	Válvula de atemperación by pass	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
10	Válvula de seguridad	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
11	Válvula de acople IP	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
12	Válvula de acople HP	3	26	99.69%	0.31%	99.69%	99.69%		

**Tabla 4.7.** Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema HRSG 11

**CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD Y EFECTIVIDAD SISTEMA TG4**

Periodo evaluación: Del 01/01/2010 al 31/12/2010  
 horas del periodo : 8,187 hr.

ÍTEM	SISTEMA	#FALLAS	Hr. FALLA	DISP	INDISP	DISP	EFFECT	SISTEMA	SISTEMA
		#	hr.	%	%	D <sub>s</sub> (%)	E <sub>s</sub> (%)	D <sub>s</sub> (%)	E <sub>s</sub> (%)
1	Filtros de aire	0	0	100.00%	0.00%	100.0%	100.0%	99.81%	99.81%
2	Compresor	0	0	100.00%	0.00%	100.0%	100.0%		
3	Válv reg GN pilot	0	0	100.00%	0.00%	100.0%	100.0%		
	Válv reg GN difusión	0	0	100.00%	0.00%				
	Vlavl reg GN premix	0	0	100.00%	0.00%				
4	Bomba de lubricación principal	1	8	99.90%	0.10%	100.00%	100.00%		
	Bomba de lubricación auxiliar	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio	1	8	99.95%	0.05%				
5	Bomba hidráulica principal	0	0	100.00%	0.00%	100.0%	100.0%		
	Bomba hidráulica auxiliar	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			100.00%	0.00%				
6	Bomba refrigeracion cerrado 1 MPR	0	0	100.00%	0.00%	100.0%	100.0%		
	Bomba refrigeracion cerrado 2 MPR	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			100.00%	0.00%				
7	Ventilador MPR 1	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Ventilador MPR 2	0	0	100.00%	0.00%				
	Ventilador MPR 3	0	0	100.00%	0.00%				
	Ventilador MPR 4	1	10	99.88%	0.12%				
	Ventilador MPR 5	0	0	100.00%	0.00%				
	Ventilador MPR 6	0	0	100.00%	0.00%				
	Ventilador MPR 7	0	0	100.00%	0.00%				
	Ventilador MPR 8	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			99.98%	0.02%				
8	Compresor aire Atlas Copco	1	2	99.98%	0.02%	100.0%	100.0%		
9	Sistema de control TXP	3	14	99.83%	0.17%	99.8%	99.8%		
10	Turbina de gas	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
11	Generador eléctrico	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		

**Tabla 4.8.** Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema TG4

**CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD Y EFECTIVIDAD SISTEMA HRSG 12**

Periodo evaluación: Del 01/01/2010 al 31/12/2010  
 horas del periodo : 8,187 hr.

ÍTEM	SISTEMA	#FALLAS	Hr. FALLA	DISP	INDISP	DISP	EFFECT	SISTEMA	SISTEMA
		#	hr.	%	%	Ds(%)	Es(%)	Ds(%)	Es(%)
1	Sistema de I&C	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%	99.01%	99.38%
2	Soplador fuego adicional 1	1	2	99.97%	0.03%				
	Soplador fuego adicional 2	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Promedio			99.99%	0.01%				
3	Valvula Reguladora GN Fuego Adicional N° 01	0	0	100.00%	0.00%				
	Valvula Reguladora GN Fuego Adicional N° 02	1	191	97.67%	2.33%	99.99%	99.99%		
	Promedio			98.83%	1.17%				
4	Quemador fuego adicional	1	32	99.61%	0.39%	99.23%	99.60%		
5	Fuga agua/vapor	1	13	99.84%	0.16%	99.84%	99.84%		
6	Válvula control de nivel domo HP	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
7	Válvula control de nivel domo JP	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
8	Válvula control de nivel domo LP	1	2	99.98%	0.02%	99.98%	99.98%		
9	Válvula de atemperación by pass	1	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
10	Válvula de seguridad	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
11	Válvula de acople IP	1	2	99.98%	0.02%	99.98%	99.98%		
12	Válvula de acople HP	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		

**Tabla 4.9.** Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema HRSG 12.

**CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD Y EFECTIVIDAD BOP**

Periodo evaluación: Del 01/01/2010 al 31/12/2010  
 horas del periodo : 8,187 hr.

ÍTEM	SISTEMA	#FALLAS	Hr. FALLA	DISP	INDISP	DISP	EFFECT	SISTEMA	SISTEMA
		#	hr.	%	%	D <sub>s</sub> (%)	E <sub>s</sub> (%)	D <sub>s</sub> (%)	E <sub>s</sub> (%)
1	Sistema de I&C	2	26	99.68%	0.32%	99.68%	99.68%	<b>94.82%</b>	<b>99.55%</b>
2	Bomba envío agua DEMI 1	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Bomba envío agua DEMI 2	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			100.00%	0.00%				
3	Bomba refrigeración cerrado 1	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Bomba refrigeración cerrado 2	2	39	99.52%	0.48%				
	Promedio			99.76%	0.24%				
4	Bomba refrigeración auxiliar 1	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Bomba refrigeración auxiliar 2	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			100.00%	0.00%				
5	Bomba vacío 1	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Bomba vacío 2	1	28	99.66%	0.34%				
	Promedio			99.83%	0.17%				
6	Condensador	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
7	Bomba extracción condensado 1	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Bomba extracción condensado 2	0	0	100.00%	0.00%				
	Bomba extracción condensado 3	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			100.00%	0.00%				
8	Bomba refrigeración principal 1	0	0	100.00%	0.00%	99.96%	99.99%		
	Bomba refrigeración principal 2	0	0	100.00%	0.00%				
	Bomba refrigeración principal 3	1	272	96.68%	3.32%				
	Promedio			98.89%	1.11%				
9	Bomba pozo 1	3	1,434	82.48%	17.52%	94.86%	99.57%		
	Bomba pozo 2	0	0	100.00%	0.00%				
	Bomba pozo 3	5	5,415	33.86%	66.14%				
	Bomba pozo 4	1	930	88.64%	11.36%				
	Bomba pozo 5	4	1,913	76.64%	23.36%				
	Promedio	13		76.32%	23.68%				
10	Torre refrigeración ventilador 1	1	74	99.10%	0.90%	100.00%	100.00%		
	Torre refrigeración ventilador 2	1	2	99.98%	0.02%				
	Torre refrigeración ventilador 3	0	0	100.00%	0.00%				
	Torre refrigeración ventilador 4	1	52	99.37%	0.63%				
	Torre refrigeración ventilador 5	0	0	100.00%	0.00%				
	Torre refrigeración ventilador 6	2	87	98.94%	1.06%				
	Torre refrigeración ventilador 7	0	0	100.00%	0.00%				
	Torre refrigeración ventilador 8	0	0	100.00%	0.00%				
	Torre refrigeración ventilador 9	0	0	100.00%	0.00%				
	Torre refrigeración ventilador 10	0	0	100.00%	0.00%				
	Torre refrigeración ventilador 11	0	0	100.00%	0.00%				
	Torre refrigeración ventilador 12	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			99.78%	0.22%				
11	Bomba alimentación caldera 1	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Bomba alimentación caldera 2	0	0	100.00%	0.00%				
	Bomba alimentación caldera 3	1	97	98.82%	1.18%				
	Promedio			99.61%	0.39%				
12	Compresor aire 1	1	1	99.99%	0.01%	100.00%	100.00%		
	Compresor aire 2	0	0	100.00%	0.00%				
	Compresor aire 3	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			100.00%	0.00%				
13	Válvula atemperadora vapor	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
14	Válvula atemperadora by pass	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
15	Válvula regulación vapor HP TV	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
16	Válvula regulación vapor IP TV	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
17	Válvula regulación vapor LP TV	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		

**Tabla 4.10.** Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema BOP.

### CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD Y EFECTIVIDAD TV5

Periodo evaluación: Del 01/01/2010 al 31/12/2010  
 horas del periodo : 8,187 hr.

ÍTEM	SISTEMA	#FALLAS	Hr. FALLA	DISP	INDISP	DISP	EFFECT	SISTEMA	SISTEMA
		#	hr.	%	%	Ds(%)	Es(%)	Ds(%)	Es(%)
1	Bomba de lubricación principal	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%	99.45%	99.45%
	Bomba de lubricación auxiliar	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			100.00%	0.00%				
2	Bomba hidráulica principal	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
	Bomba hidráulica auxiliar	0	0	100.00%	0.00%				
	Promedio			100.00%	0.00%				
3	TV	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		
4	Sistema I&C	5	45	99.45%	0.55%	99.45%	99.45%		
5	Generador Eléctrico	0	0	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%		

**Tabla 4.11.** Resultados parciales efectividad y disponibilidad sistema TV N°5



4.6. RESULTADOS GENERALES POR SISTEMAS Y CICLO COMBINADO COMPLETO

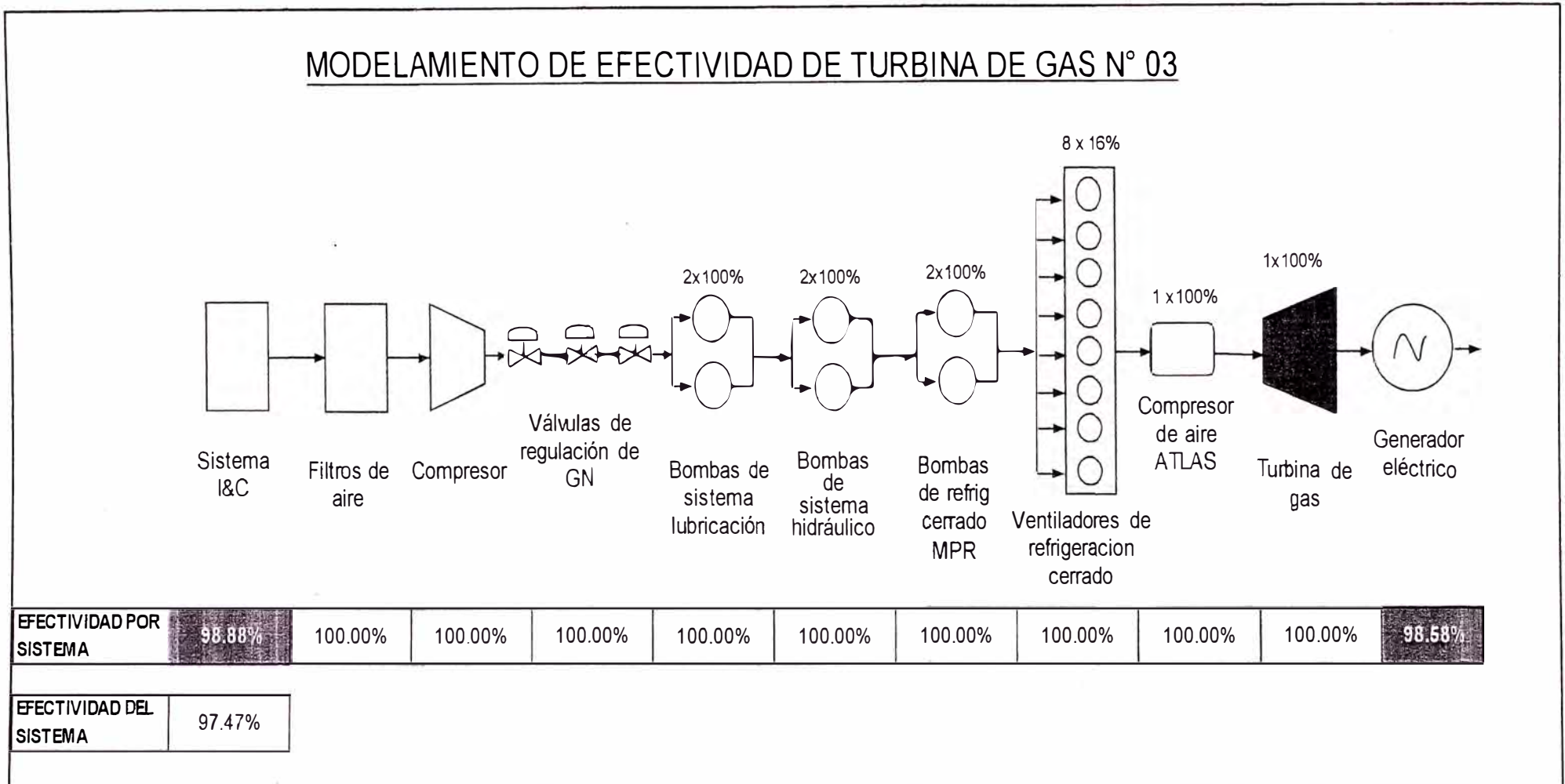
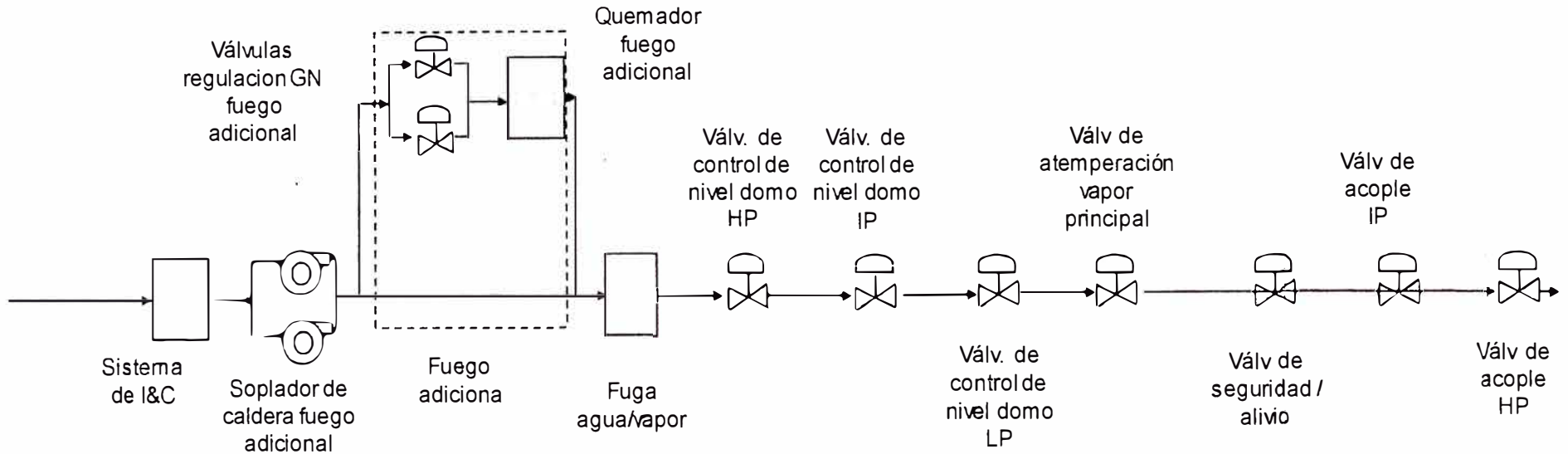


Figura 4.13. Resultados generales sistema TG3

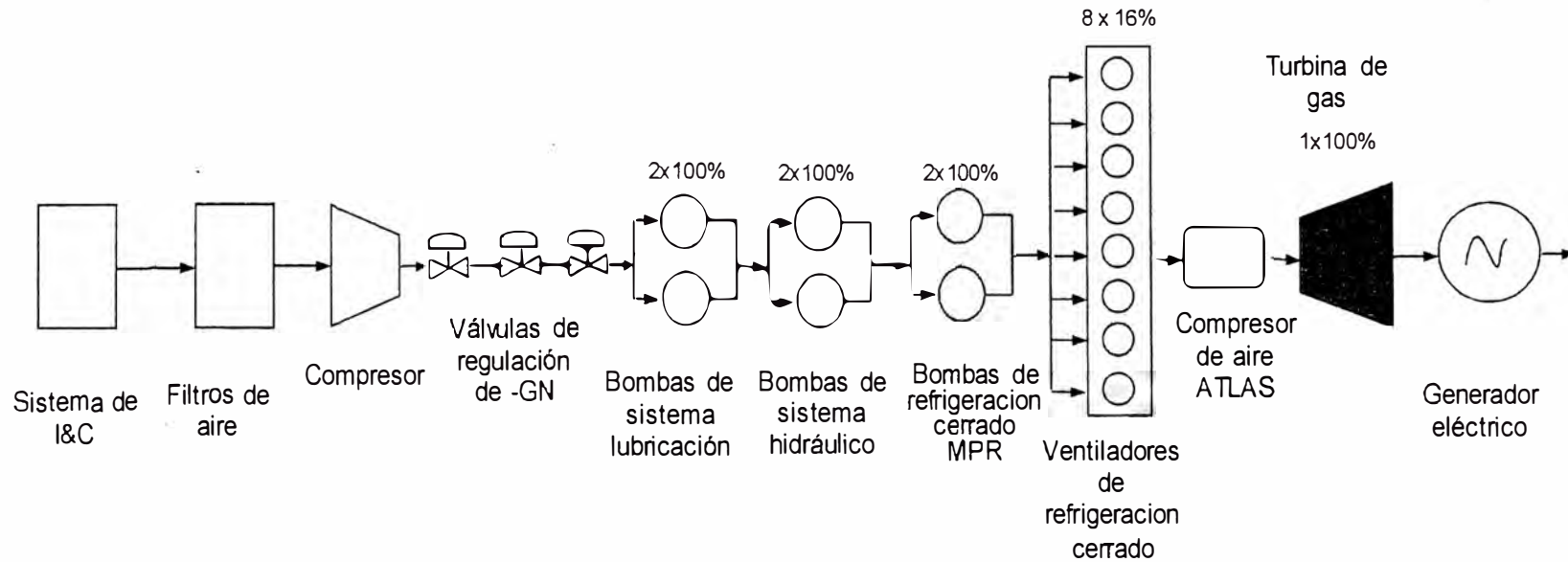
### MODELAMIENTO DE EFECTIVIDAD HRSG 11



<b>EFECTIVIDAD POR SISTEMA</b>	99.91%	99.96%	99.70%	100.00%	99.94%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	99.69%
<b>EFECTIVIDAD DE LA UNIDAD</b>	99.20%										

Figura 4.14. Resultados generales sistema HRSG 11

## MODELAMIENTO DE EFECTIVIDAD DE TURBINA DE GAS N° 04

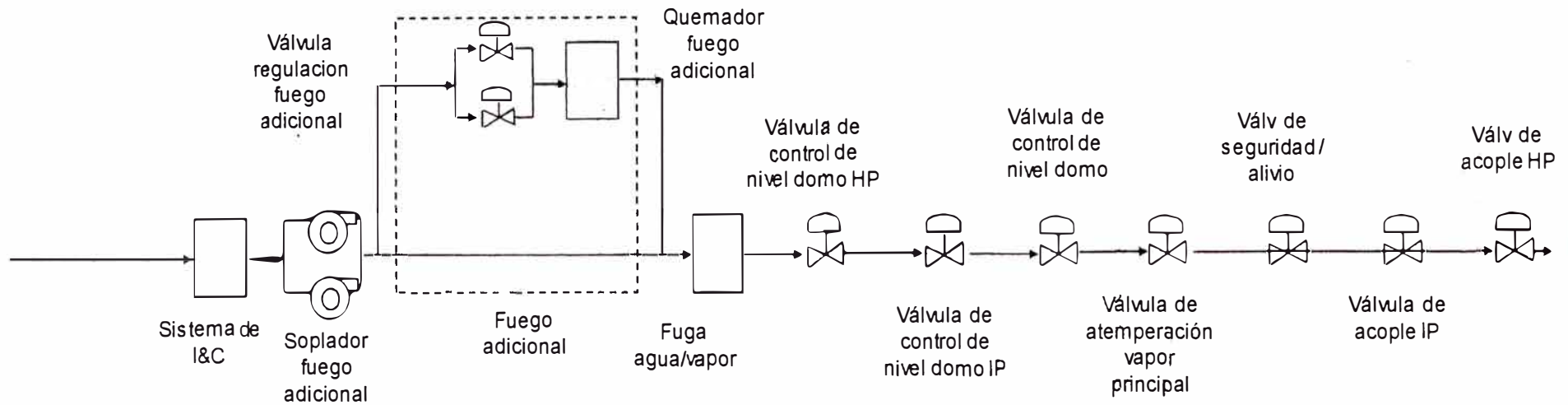


EFFECTIVIDAD POR SISTEMA	99.83%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	99.98%	100.00%	100.00%
--------------------------	--------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	--------	---------	---------

EFFECTIVIDAD DEL SISTEMA	99.81%
--------------------------	--------

**Figura 4.15.** Resultados generales sistema TG4

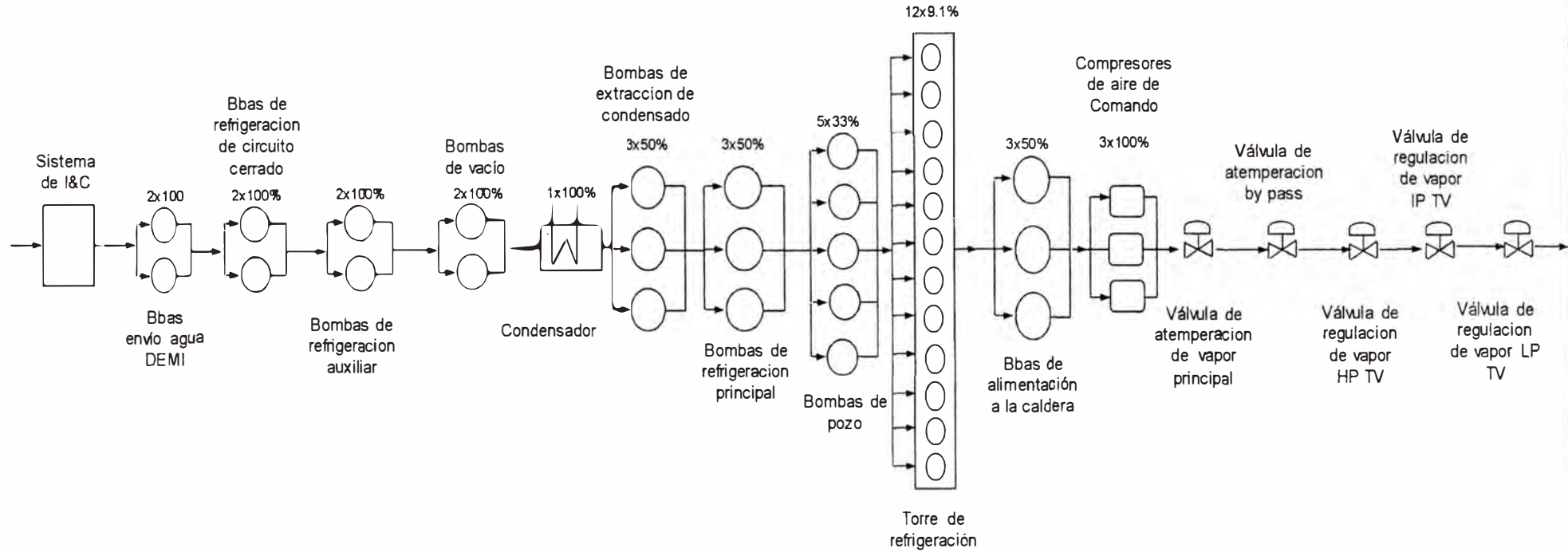
### MODELAMIENTO DE EFECTIVIDAD HRSG 12



<b>EFFECTIVIDAD POR SISTEMA</b>	100.00%	100.00%	99.92%	99.84%	100.00%	100.00%	99.98%	100.00%	100.00%	99.98%	100.00%	
<b>EFFECTIVIDAD DE LA UNIDAD</b>	99.72%											

Figura 4.16. Resultados generales sistema HRSG 12

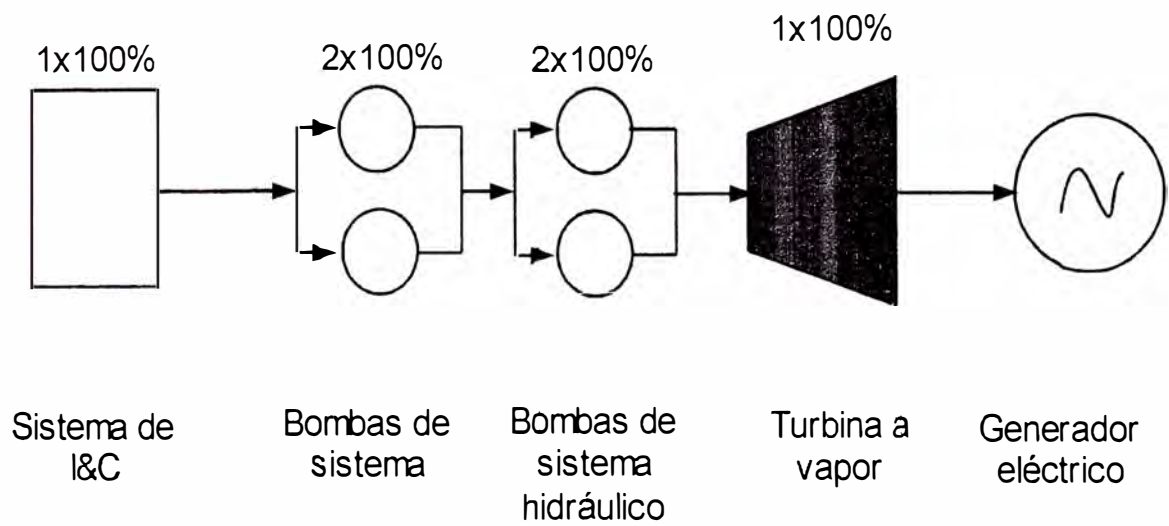
## MODELAMIENTO DE EFECTIVIDAD DEL BALANCE OPERATION PLANT



EFFECTIVIDAD POR SISTEMA	99.68%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	99.99%	99.57%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
EFFECTIVIDAD DE LA UNIDAD	99.24%																

Figura 4.17. Resultados generales sistema Balance Operation Plant (BOP).

## MODELAMIENTO DE EFECTIVIDAD TURBINA DE VAPOR N° 05

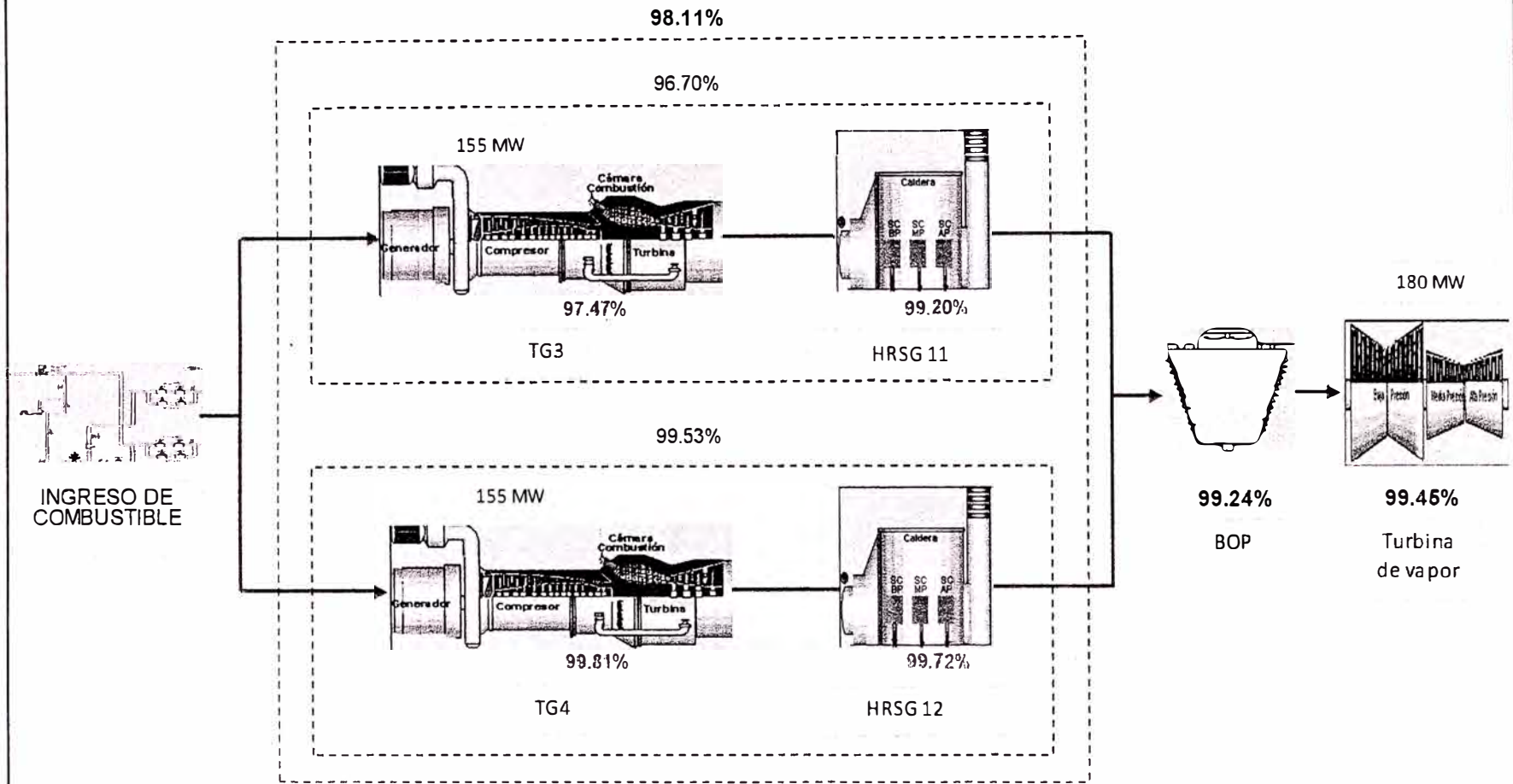


<b>EFECTIVIDAD POR SISTEMA</b>	<b>99.45%</b>	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
--------------------------------	---------------	---------	---------	---------	---------

<b>EFECTIVIDAD DE LA UNIDAD</b>	99.45%
---------------------------------	--------

**Figura 4.18.** Resultados generales sistema TV N° 05

# MODELAMIENTO DE EFECTIVIDAD C. T. CICLO COMBINADO VENTANILLA AÑO 2010



<b>EFFECTIVIDAD TOTAL DE LA CENTRAL</b>		<b>96.83%</b>
<b>CAPACIDAD EFECTIVA INDISPONIBLE ESPERADA DE LA CENTRAL</b>	<b>GWh</b>	<b>110.7</b>
<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA ANUAL</b>		
<b>MARGEN DE GANANCIA POR MWh GENERADO</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>17.82</b>
<b>COSTO EFECTIVIDAD INDISPONIBLE ESEPERADA DE LA CENTRAL</b>	<b>US\$</b>	<b>1,972,599</b>

Figura 4.19. Resultados generales Central Térmica Ciclo Combinado Ventanilla.

Los resultados así expuestos han sido realizado en el periodo 2010, bajo las siguientes consideraciones:

Periodo	Fechas	01/01/2010 AL 31/12/2010
Días del periodo	Días	341.11
Factor de Carga	%	100%
Factor de Planta	%	100%
Producción del periodo	MWh	3487821.59

A continuación se tienen el resumen de la evolución de la efectividad en el periodo 2007 – 2010.

AÑO	EFECTIVIDAD						
	TG3	TG4	TV5	HRSG 11	HRSG 12	BOP	CTCC VENTANILLA
2007	99.14%	99.54%	99.07%	97.89%	97.82%	99.08%	95.42%
2008	99.90%	99.08%	92.75%	99.93%	100.00%	100.00%	92.24%
2009	97.50%	98.74%	97.74%	98.96%	99.00%	98.63%	93.62%
2010	97.47%	99.81%	99.45%	97.91%	99.38%	99.55%	96.83%

**Tabla 4.12.** Evolución de la efectividad periodo 2007 - 2010



**CAPITULO V**  
**ANALISIS DE COSTOS**

## 5.1. INTRODUCCION.

Desde una perspectiva económica, podríamos definir un ciclo combinado como un sistema energético de alta eficiencia, con bajos costes de inversión específica, de corto plazo de ejecución, gran flexibilidad de operación, bajo impacto ambiental, que ocupa poco espacio con respecto a otras tecnologías y de alta disponibilidad y fiabilidad. Por el contrario, y como punto negativo, utiliza un combustible relativamente caro en el mercado extranjero, pero en el caso peruano las generadoras eléctricas cuentan con un precio del gas natural hasta cierto punto "subvencionado".

El cambio del uso del Diesel al Gas Natural en las Turbinas de Gas; en el caso de la CTCC Ventanilla, creó la necesidad de ser más eficientes en el uso de los combustibles por lo que apareció la necesidad de implementar el Ciclo Combinado.

Inicialmente se contempló el acoplamiento de una Caldera Recuperadora de Calor (HRSG) a la TG3, posteriormente se decidió acoplar otra HRSG a la Turbina de Gas 4. El avance de la tecnología en Ciclo Combinado también contempla el uso de la quema adicional de combustible a través de un sistema de Fuego Adicional al ingreso de cada una de las HRSG el mismo que entrega energía adicional a los gases de escape provenientes de la Turbina de Gas, dicha quema adicional de combustible viene justificada por las reglas económicas que rigen el mercado eléctrico.

## 5.2 COSTOS DE IMPLEMENTACION DEL CICLO COMBINADO VENTANILLA

El ciclo combinado Ventanilla no se implementó desde el inicio como un ciclo combinado ya se contaba con las turbinas de gas las mismas que funcionaban con diesel, por lo que la primera fase fue convertirlas a duales, es decir pueden funcionar tanto con gas natural como con diesel esto último debido a la eventual falta del suministro de gas natural.

En resumen la implementación del Ciclo Combinado y la conversión del Ciclo Simple a Gas Natural dio origen al proyecto, proyecto cuyos costos se detallan en las tablas 5.1.,5.2. y 5.3. las cuales se muestran a continuación.

<b>COSTO DEL CAMBIO DE COMBUSTIBLE</b>	
<b>Detalle</b>	<b>Costo Total (\$)</b>
Suministro Fuel Gas Retrofit	3,269,893.63
Implementación de modificaciones TMR's	7,933,574.73
Instalación del sistema de suministro	1,600,000.00
Sistema Damper Turbina a Gas	1,025,037.70
Pulmón	1,050,000.00
<b>TOTAL</b>	<b>14,878,506.06</b>

**Tabla 5.1.** Detalle del costo del cambio de combustible de Diesel a GN.

<b>MONTO TOTAL DEL PROYECTO</b>		
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>MONTO (US\$)</b>
1	Monto Cambio de Combustible	14,878,506.06
2	Monto Final del Contrato Principal	115,982,304.16
3	Monto Total de los Contratos Perifericos	6,432,530.24
4	Monto por los Servicios del Director del Proyecto	2,230,000.00
<b>TOTAL</b>		<b>139,523,340.46</b>

**Tabla 5.2.** Detallado del monto total del proyecto

<b>CONTRATOS PERIFERICOS</b>		
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>MONTO (US\$)</b>
<b>1.0</b>	<b>Agua de Refrigeración</b>	<b>1'591,322.51</b>
1.1	Construcción de Pozos de Captación	158,754.22
1.2	Red interna agua refrigeración	
1.2.1	Red principal	74,791.18
1.2.2	Conexión a torre de enfriamiento	23,716.00
1.3	Tubería de impulsión	593,340.11
1.4	Equipamiento de bombeo para pozos	588,235.00
1.5	Habilitación de Tk 4.000 m3 para Agua de Refrigeración	128,823.00
1.6	Muro perimétrico CCM Pozos	23,663.00
<b>2.0</b>	<b>Conexión a Red Transmisión</b>	<b>248,977.00</b>
2.1	Circuito AT Trafo/Barra SE	79,359.00
2.2	Habilitación de cabina	58,498.00
2.3	Cables de control para interconexión con el Ciclo Combinado	11,120.00
2.4	Transformador de corriente 220 KV para conexión de la TV	100,000.00
<b>3.0</b>	<b>Planta Desmineralizadora</b>	<b>335,850.04</b>
3.1	Mejoramiento de planta Desmineralizadora	284,105.00
3.2	Acondicionamiento de planta Desmineralizadora	26,739.04
3.3	Pintado de tanque desmineralizado	25,006.00
<b>4.0</b>	<b>Mejoramiento/Ampliación Servicios Auxiliares SSAA</b>	<b>769,674.45</b>
<b>5.0</b>	<b>Laboratorio Químico</b>	<b>115,273.45</b>
5.1	Sala 20 Mts2	35,785.45
5.2	Equipamiento para análisis químico	63,488.00
5.3	Mobiliario de laboratorio	16,000.00
<b>6.0</b>	<b>Comunicaciones</b>	<b>252,361.79</b>
6.1	Señales para COES : Trafo y Generador TV	14,800.00
6.2	Integración redes de comunicaciones, sistema de control y telefonía	199,716.05
6.3	Medidores de Energía TV	37,845,74
<b>7.0</b>	<b>Suministro y Montaje de Damper TG 34</b>	<b>1'075,029.00</b>
<b>8.0</b>	<b>Purga de efluentes Torres de Enfriamiento</b>	<b>160,000.00</b>
8.1	Piscina de Ecuilización	65,000.00
8.2	Descarga de Piscina de Ecuilización	96,000.00
8.3	Instalación de Sistema de Rociadores	0.00
<b>9.0</b>	<b>Pozos de Respaldo</b>	<b>1'800,000.00</b>
<b>10.0</b>	<b>Estudios Eléctricos complementarios coord. CC (incluye estudios 500 MW)</b>	<b>52,191.00</b>
<b>11.0</b>	<b>Pozo Parque Porcino</b>	<b>31,851.00</b>
	<b>MONTO TOTAL DE LOS CONTRATOS PERIFERICOS</b>	<b>6'432,530.24</b>

**Tabla 5.3.** Detalle del costo de los servicios auxiliares y comunes de planta.

### 5.3. COSTOS POR PRODUCCION DE ENERGIA

Para calcular el costo del kWh se debe definir el Coste Descontado Unitario (DUC).

#### 5.3.1 COSTO DESCONTADO UNITARIO.

Corresponde al valor actual de todos los costes del proyecto. Normalmente se agrupan en tres clases: Costes de combustibles, costes de inversión y costes de operación y mantenimiento. En teoría, la oferta que ofrezca el menor coste descontado del kWh. será la favorita.

En el ítem a continuación se mostrara un cálculo simplificado del Costo Descontado Unitario para parámetros típicos de una central de ciclo combinado gas-vapor.

#### 5.3.2 CALCULO DEL COSTE DESCONTADO DE GENERACION

El coste descontado del kWh, de forma simplificada tiene la siguiente estructura:

$$C_{kWh} = C_C + C_I + C_{OM} + C_{H2O}$$

Donde:

$C_{kWh}$  : Coste del kWh.

$C_C$  : Costo unitario del combustible para el caso gas natural.

$C_I$  : Costo unitario de inversión.

$C_{OM}$  : Costo unitario de operación y mantenimiento.

$C_{H2O}$  : Costo del Agua (Aplicable a Ciclos Combinados refrigerados por agua).

Además el CV (Costo Variable):

$$CV = C_C + C_{OyM} + C_{H2O}$$

Debemos recordar que en lo concerniente a centrales térmicas el costo variable CV:

$$CV = CVNV + CVC$$

$$CVNC = C_{OyM} + C_{H2O}$$

$$CVC = C_C$$

Donde:

*CVNC* : Costo variable no combustible y que para el caso comprende el costo del agua utilizada en el ciclo vapor y la operación y mantenimiento.

*CVC* Costo variable combustible y comprende el costo de gas natural utilizado tanto en el ciclo de gas como en el fuego adicional.

Estimamos a continuación los valores del coste de combustible, de la inversión y de operación y mantenimiento de la Central Térmica de Ciclo Combinado Ventanilla la cual quema gas natural y con un rendimiento referido al poder calorífico del gas de un 56%.

### 5.3.3. COSTO DEL COMBUSTIBLE ( $C_C$ )

El coste del combustible se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$C_C = C_{ESP} \cdot P_G \cdot \chi_{PCS/PCI}$$

Donde:

$C_{ESP}$  Consumo específico de la planta. Corresponde a la energía del gas referida a su poder calorífico inferior (PCI), y expresada en kJ, necesaria para generar un kWh eléctrico. Para el caso 7025.9 kJ/kWh

$P_G$  Precio del gas referido a su poder calorífico superior. Para el caso 2.2838 US\$/MMBTU, para el ejercicio se hacen las conversiones del caso. Por lo que se usa 2.2838e-6 US\$/kJ.

$\chi_{PCS/PCI}$ : Cociente entre los poderes caloríficos superiores e inferiores del gas natural empleado. Para el gas natural, un valor típico de este parámetro es de 1.105. El cual también aplica a Ventanilla de acuerdo de los valores arrojados por el cromatografo.

De acuerdo a los valores expuestos:

$$C_c = \frac{7,025.9 * 2.2838 * 1.105}{1,000,000} = 0.009752 \frac{US\$}{kWh}$$

#### 5.3.4. COSTE DE LA INVERSIÓN ( $C_I$ )

El cálculo del coste de la inversión presente la siguiente estructura:

$$C_I = \frac{EPC \cdot f_1 \cdot f_2}{E_p}$$

Donde:

$EPC$  : Valor de la inversión material del proyecto "Llave en mano" para Ventanilla de acuerdo a los cuadros de costo del proyecto asciende a 139, 523,340.46 US\$.

$E_p$  : Energía producida en el periodo computado.

Corresponde al producto de la potencia por las horas equivalentes a plena carga que la planta funciona. Para los efectos se ha promediado la energía generada en los cuatro últimos años de operación: 3, 208, 758,979 kWh

$f_1$  : Factor que expresa otros costes: seguros, terrenos, licencias, gastos del desarrollo del proyecto, gastos financieros, contingencias. Valores típicos para este tipo de proyecto es de 1.3 a 1.6. Para los efectos del presente ejemplo se toma el valor de 1.6 .

$f_2$  : Rendimiento deseado para el capital invertido. Un valor del 12% aplica al caso Ventanilla para un periodo de amortización de 15 años.

Con estos valores, el coste de inversión viene dado por:

$$C_I = \frac{139,523,340.46 * 1.6 * 0.12}{3,208,758,979} = 0.008349 \frac{US\$}{kWh}$$

### 5.3.5. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ( $C_{OM}$ )

Para un régimen medio de funcionamiento, una estimación del coste de operación y mantenimiento es de:

$$C_{OyM} = 0.002412 \frac{US\$}{kWh}$$



### 5.3.6. COSTO DEL AGUA ( $C_{H2O}$ )

La tasa actual por el uso del agua es de 0.267 US\$/m<sup>3</sup>, para los efectos se toma el valor declarado al COES:

$$C_{H2O} = 0.000935 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}}$$

### 5.3.7. COSTO DESCONTADO DEL kWh ( $C_{kWh}$ )

El coste descontado del kWh para esta planta y con estos parámetros será entonces:

$$C_{kWh} = C_C + C_I + C_{OyM} + C_{H2O}$$

$$C_{kWh} = 0.009752 + 0.008349 + 0.002412 + 0.000935$$

$$\therefore C_{kWh} = 0.021448 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}}$$

Además:

$$CVNC = C_{OyM} + C_{H2O} = 0.002412 + 0.000935 = 0.003347 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}}$$

$$CVC = C_C = 0.009752 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}}$$

$$CV = CVNV + CVC = 0.013099 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}}$$

## **CONCLUSIONES**

- ❖ Podemos concluir que la disponibilidad de la TG3 disminuyó drásticamente en el periodo 2009-2010 debido a fallas en el sistema de control, entre las principales por el bajo nivel de los domos, falla por alto spread en los combustores, fallas en el SFC, y por sobre todo fallas en el symadin, esta última es el control maestro y ante la cual la turbina salía completamente de servicio, recientemente se instaló un sistema de redundancia local independiente del de la TG4. Fallas de menor impacto en la disponibilidad del equipo se presentaron en los electroventiladores del MPR las cuales fueron por alta vibración o por disparo de la protección por sobrecorriente.
  
- ❖ La TG3 y la TG4 presentaron fallas diversas en el periodo 2008-2009 en el sistema de control similares pero otro de los grandes problemas que afectaron la efectividad de la TG4 fue el sistema de Admisión de Aire en especial por la saturación de los filtros ubicados en la Casa de filtros de Admisión de Aire, actualmente se cuenta con compuertas de sobrepresión y un sistema de lavado de compresor en línea, lo cual permite que ante una saturación de los filtros de aire, las compuertas dejen pasar el aire directamente, lo cual significa la posterior limpieza del compresor. Dicha saturación de filtros es originada por la ubicación de las torres de refrigeración cuyo vapor de desecho origina un microclima húmedo orientado hacia la admisión de aire por el viento.
  
- ❖ La disponibilidad de la HRSG 11 y 12 se vio afectada por dos grandes problemas las continuas fallas en las válvulas de acople de HP y HRH, además de las fallas en los sopladores del fuego adicional. En cuanto a las válvulas de

acople la fallas es estrictamente mecánica ya que el sistema de control indica una posición pero la válvula se encontraba trabada, por lo que se ha venido operando mecánicamente. En cuanto al fuego adicional los sopladores se encuentran subdimensionados, además de no contar con adecuado sistema de filtrado que garantice un aire lo suficientemente seco.

- ❖ El BOP se vio fuertemente impactada por fallas en los compresores de aire, las bombas de refrigeración auxiliar, principal, circuito cerrado de refrigeración, extracción de condensado y los ventiladores de las torres de refrigeración. Aunque las mencionadas fallas no tuvieron un fuerte impacto en su disponibilidad esto debido a que dichos sistemas cuentan con equipos en stand by como puede observarse en las tablas (4.3.a y 4.3.b) de configuración del modelo para el BOP.
  
- ❖ La disponibilidad de la TV5 viene influenciada fuertemente por el comportamiento de las HRSG y las TGS pero como sistema el principal problema es el Sistema de Válvulas de HP e IP, durante las pruebas de sincronización en el cierre y apertura de las mismas los módulos de control no han venido respondiendo correctamente dicho problema es tema de evaluación entre los operadores de planta y el proveedor del sistema.

## **RECOMENDACIONES**

- Los tiempos periódicos entre fallas encontrados durante el análisis deben ser reflejados en modificaciones a los planes de mantenimiento, a fin de mejorar los tiempos de mantenimiento y reducir las intervenciones no programadas.
- El historial de fallas de equipos solo deben ser administrado por el operador de turno a fin de garantizar que los datos sean oportunos y confiables.
- Un factor a considerar es la inspección de la calidad de los trabajos siendo las turbinas, equipos cuyo ensamble y despiece demanda gran cantidad de horas hombre, aparte de las horas dejadas de generar y las sanciones económicas, por lo cual debe realizarse un check list (lista de verificación) de cierre de trabajos antes de pruebas de puesta en servicio.
- Se debe analizar no solamente las fallas sufridas por la operación de los sistemas mismos, sino también los demás sistemas que interaccionan con él como el caso de la falla del Generador Eléctrico debido a una falla del Sistema Contraincendios.
- Se debe realizar el análisis de fallas de los equipos menores dado que algunos de ellos como es el caso de los sopladores del fuego adicional de ambas calderas se encuentran subdimensionados y debe considerarse de ser necesario el rediseño y/o reemplazo de dichos equipos.

## BIBLIOGRAFIA

***Historial de Fallas Central Térmica Ventanilla*** , Archivo Técnico Central Térmica Ventanilla. Recopilado en Sala de Control y Operaciones (2010)

***Fichas Técnicas de equipos Central Térmica Ventanilla***, Archivo Técnico Central Térmica Ventanilla. Área Planificación CTCC Ventanilla (2009).

***Presentaciones de Capacitación de Siemens para Ciclo Combinado***, Archivo Técnico Central Térmica Ventanilla. Brent, Wolf (2006)

***Propuesta Modelamiento de Efectividad y Disponibilidad CTCC Ventanilla*** Archivo Técnico Central Térmica Ventanilla. Luis Chiok Lavalle (2006).

***HRSG Users Handbook*** First edition U.S.A. Published by HRSG Users group. Swanekamp Robert C. (2006)

***Centrales Térmicas de Ciclo Combinado Teoría y Proyecto***. Primera edición España. Editorial Díaz de Santos. Sabugal, Santiago y Gómez Moñux, Florentino (2006)

***Fundamentos de termodinámica técnica***, Segunda edición España Ed. Reverte Moran, Michael J. y Shapiro Howard N. (2004).

**Termodinámica.** Tomo II Segunda edición México Editorial Mc. Graw Hill.  
Boles, Michael A. y Cengel Yunus A. (1996).

**Calderas Tipos, Características y Funciones.** Decimoprimer edición México  
Editorial CECSA. Shield, Carlos (1984)

**Criterios de Diseño de Plantas Termoeléctricas.** Primera edición México.  
Editorial LIMUSA. Aguilar Rodríguez, Martiniano. (1981).

**Turbinas de Vapor.** Parte 1 Primera edición Moscú Editorial MIR.  
Schegliaiev.A.V.(1978)



**ANEXO 1.**

**PLANILLAS DE CONTROL DE  
INDISPONIBILIDAD PERIODO 2010**

UNIDAD	EQUIPO	FALLA N° 1		FALLA N° 2		FALLA N° 3		FALLA N° 4		FALLA N° 5	
		INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL
TG3	Sistema de Control	07/01/2010 10:30	10/01/2010 11:35	25/05/2010 06:51	25/05/2010 12:59	08/12/2010 14:04	08/12/2010 15:28	10/12/2010 05:19	10/12/2010 16:45		
TG3	Filtros de aire										
TG3	Compresor										
TG3	Válvula regulación GN Difusión										
TG3	Válvula regulación GN Premix										
TG3	Válvula regulación GN Piloto										
TG3	Bba Principal de Lubricación	01/08/2010 13:00	01/08/2010 20:00								
TG3	Bba Auxiliar de Lubricación										
TG3	Bba Hidraulica Principal										
TG3	Bba Hidraulica Auxiliar										
TG3	Bba de Refrigeración cerrado N°1										
TG3	Bba de Refrigeración cerrado N°2										
TG3	Ventilador MPR N°1										
TG3	Ventilador MPR N°2										
TG3	Ventilador MPR N°3	04/05/2010 19:36	05/05/2010 12:30	15/11/2010 03:44	24/11/2010 18:00						
TG3	Ventilador MPR N°4										
TG3	Ventilador MPR N°5	27/10/2010 08:00	27/10/2010 18:30								
TG3	Ventilador MPR N°6										
TG3	Ventilador MPR N°7										
TG3	Ventilador MPR N°8										
TG3	Compresor Atlas Copco										
TG3	Turbina de gas										
TG3	Generador eléctrico	22/01/2010 18:25	27/01/2010 14:26								

Tabla A.1.1. Hoja de Indisponibilidad sistemas TG3 periodo 2010.

UNIDAD	EQUIPO	FALLA N° 1		FALLA N° 2		FALLA N° 3		FALLA N° 4		FALLA N° 5	
		INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL
TG4	Sistema de Control	15/01/2010 14:58	15/01/2010 19:01	25/07/2010 12:17	25/07/2010 16:40	02/08/2010 12:44	02/08/2010 17:59				
TG4	Filtros de aire										
TG4	Compresor										
TG4	Válvula regulación GN Difusión										
TG4	Válvula regulación GN Premix										
TG4	Válvula regulación GN Piloto										
TG4	Bba Principal de Lubricación	13/12/2010 00:00	13/12/2010 08:00								
TG4	Bomba Auxiliar de Lubricación										
TG4	Bba Hidraulica Principal										
TG4	Bomba Hidraulica Auxiliar										
TG4	Bba de Refrigeración cerrado N°1										
TG4	Bba de Refrigeración cerrado N°2										
TG4	Ventilador MPR N°1										
TG4	Ventilador MPR N°2										
TG4	Ventilador MPR N°3										
TG4	Ventilador MPR N°4	09/05/2010 06:49	09/05/2010 17:00								
TG4	Compresor aire Atlas Copco	15/10/2010 10:00	15/10/2010 12:00								
TG4	Turbina de gas										
TG4	Generador eléctrico										

Tabla A.1.2. Hoja de Disponibilidad sistemas TG4 periodo 2010.

UNIDAD	EQUIPO	FALLA N° 1		FALLA N° 2		FALLA N° 3		FALLA N° 4		FALLA N° 5	
		INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL
HRSG 11	Sistema de control	29/01/2010 11:52	29/01/2010 18:53								
HRSG 11	Soplador de Fuego Adicional N°1	10/03/2010 13:49	17/03/2010 17:01	13/04/2010 19:19	16/04/2010 18:00	15/08/2010 07:43	19/08/2010 10:00				
HRSG 11	Soplador de Fuego Adicional N°2										
HRSG 11	Válvula regulación GN Fuego	22/03/2010 20:24	24/03/2010 10:00								
HRSG 11	Válvula regulación GN Fuego										
HRSG 11	Quemador fuego adicional	19/04/2010 09:10	24/04/2010 14:24								
HRSG 11	Fuga de agua/vapor										
HRSG 11	Válvula de control nivel Domo HP	26/05/2010 06:13	26/05/2010 10:53								
HRSG 11	Válvula de control nivel Domo IP										
HRSG 11	Válvula de control nivel Domo LP										
HRSG 11	Válvula atemperación										
HRSG 11	Válvulas de seguridad										
HRSG 11	Valvula acople 11 HRH										
HRSG 11	Válvula acople 11 HP	12/06/2010 08:00	12/06/2010 13:00	07/09/2010 14:08	07/09/2010 16:55	21/09/2010 14:00	22/09/2010 07:51				

**Tabla A.1.3.** Hoja de Indisponibilidad sistemas HRSG11 periodo 2010.

UNIDAD	EQUIPO	FALLA N° 1		FALLA N° 2		FALLA N° 3		FALLA N° 4		FALLA N° 5	
		INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL
HRSG 12	Sistema de Control										
HRSG 12	Soplador de Fuego Adicional N°1	12/02/2010 08:14	12/02/2010 10:30								
HRSG 12	Soplador de Fuego Adicional N°2										
HRSG 12	Válvula regulación GN Fuego										
HRSG 12	Válvula regulación 2 GN Fuego	05/02/2010 13:10	13/02/2010 12:00								
HRSG 12	Quemador fuego adicional	06/08/2010 10:22	07/08/2010 18:00								
HRSG 12	Fuga de agua/vapor	14/01/2010 09:51	14/01/2010 22:51								
HRSG 12	Válvula de control nivel Domo HP										
HRSG 12	Válvula de control nivel Domo IP										
HRSG 12	Válvula de control nivel Domo LP	10/10/2010 11:35	10/10/2010 13:14								
HRSG 12	Válvula de atemperación	23/05/2010 10:12	23/05/2010 12:00								
HRSG 12	Válvulas de seguridad/alivio										
HRSG 12	Valvula acople 12 HRH	17/12/2010 06:55	17/12/2010 08:48								
HRSG 12	Válvula acople 12 HP										

**Tabla A.1.4.** Hoja de Indisponibilidad sistemas HRSG12 periodo 2010.

UNIDAD	EQUIPO	FALLA N° 1		FALLA N° 2		FALLA N° 3		FALLA N° 4		FALLA N° 5	
		INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL
BOP	Sistema de control	26/05/2010 12:23	26/05/2010 16:15	24/02/2010 20:14	25/02/2010 18:30						
BOP	Bomba de Envío de Agua Demi N°1										
BOP	Bomba de Envío de Agua Demi N°2										
BOP	Bba Circuito Cerrado N°1										
BOP	Bba Circuito Cerrado N°2	09/07/2010 08:00	10/07/2010 18:30	16/09/2010 13:00	16/09/2010 17:30						
BOP	Bba Refrigeracion AuxiliarN°1										
BOP	Bba Refrigeracion AuxiliarN°2										
BOP	Bba de vacío 1										
BOP	Bba de vacío 2	19/01/2010 22:24	21/01/2010 02:00								
BOP	Condensador										
BOP	Bba extracción condensado N°1										
BOP	Bba extracción condensado N°2										
BOP	Bba extracción condensado N°3										
BOP	Bba Refrigeración N°1										
BOP	Bba Refrigeración N°2										
BOP	Bba Refrigeración Principal N°3	21/07/2010 10:25	01/08/2010 18:00								
BOP	Bba Pozo N°1	29/05/2010 19:01	18/06/2010 18:00	18/06/2010 19:05	19/07/2010 17:00	05/07/2010 19:28	14/07/2010 17:00				
BOP	Bba Pozo N°2										
BOP	Bba Pozo N°3	01/08/2010 19:59	24/08/2010 20:00	05/09/2010 19:40	23/10/2010 17:00	03/11/2010 07:38	01/01/2011 00:00	30/01/2010 21:45	20/03/2010 00:00	22/06/2010 19:35	10/09/2010
BOP	Bba Pozo N°4	18/10/2010 20:01	26/11/2010 14:00								
BOP	Bba Pozo N°5	18/10/2010 20:01	26/11/2010 14:00	03/07/2010 20:03	10/07/2010 18:30	11/08/2010 07:21	13/08/2010 10:00	29/11/2010 16:18	31/12/2010 14:00		

Tabla A.1.6. Hoja de Indisponibilidad sistemas BOP periodo 2010.

UNIDAD	EQUIPO	FALLA N° 1		FALLA N° 2		FALLA N° 3		FALLA N° 4		FALLA N° 5	
		INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°1	25/03/2010 13:21	28/03/2010 15:00								
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°2	05/12/2010 22:00	06/12/2010 00:00								
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°3										
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°4	16/01/2010 08:20	18/01/2010 12:00								
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°5										
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°6	19/04/2010 13:51	19/04/2010 19:00	16/01/2010 08:30	19/01/2010 18:30						
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°7										
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°8										
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°9										
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°10										
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°11										
BOP	Ventilador torre de refrigeración N°12										
BOP	Bba Alimentación a caldera N°1										
BOP	Bba Alimentación a caldera N°2										
BOP	Bba Alimentación a caldera N°3	17/09/2010 06:06	21/09/2010 07:00								
BOP	Compresor Aire N°1	14/08/2010 14:30	14/08/2010 15:00								
BOP	Compresor Aire N°2										
BOP	Compresor Aire N°3										
BOP	Válvula de atemperación vapor										
BOP	Válvula de atemperación by pass										
BOP	Válvula de regulación de vapor HP TV										
BOP	Válvula de regulación de vapor IP TV										
BOP	Válvula de regulación de vapor LP TV										
TV											
TV	Sistema de Control	27/05/2010 10:50	27/05/2010 12:27	27/05/2010 14:10	27/05/2010 16:17	05/07/2010 22:04	06/07/2010 02:29	06/09/2010 06:39	07/09/2010 06:21	12/09/2010 11:59	13/09/2010 01:11

Tabla A.1.7. Hoja de Indisponibilidad sistemas BOP y TV5 periodo 2010.

**ANEXO 2.**

**HORAS INDISPONIBLES, OPERATIVAS,  
NºFALLAS Y TMEF PERIODO 2010**



UNIDAD	KKS	SISTEMA	EQUIPO	H INDISP	HO	# FALLAS	TMEF
<b>TG3</b>	<b>TOTAL</b>			<b>473</b>	<b>8166</b>	<b>9</b>	<b>907</b>
TG3	33TXP	Sistema de Control	Sistema de Control	92	8095	4	2024
TG3	33MBV21AP001	Lubricación y Gateo	Bba Principal de Lubricación	7	8180	1	8180
TG3	33MPR32AN011	Refrigeración	Ventilador MPR N°3	247	7939	2	3970
TG3	33MPR33AN011	Refrigeración	Ventilador MPR N°5	11	8176	1	8176
TG3	33MKA	Generador eléctrico	Generador eléctrico	116	8071	1	8071
<b>TG4</b>	<b>TOTAL</b>			<b>34</b>	<b>8185</b>	<b>6</b>	<b>1364</b>
TG4	34TXP	Sistema de Control	Sistema de Control	14	8173	3	2724
TG4	34MBV21AP001	Lubricación y Gateo	Bba Principal de Lubricación	8	8179	1	8179
TG4	34MPR32AN012	Refrigeración	Ventilador MPR N°4	10	8176	1	8176
TG4	34MBA40	Aire de Comando	Compresor aire Atlas Copco	2	8185	1	8185
<b>HRSG 11</b>	<b>TOTAL</b>			<b>540</b>	<b>8148</b>	<b>10</b>	<b>815</b>
HRSG 11	11TXP	Generación de vapor	Sistema de control	7	8180	1	8180
HRSG 11	11HHA10AN001	Generación de vapor	Soplador de Fuego Adicional N°1	340	7846	3	2615
HRSG 11	11EKG20AA191	Generación de vapor	Válvula regulación GN Fuego	38	8149	1	8149
HRSG 11	34HHA	Generación de vapor	Quemador fuego adicional	125	8061	1	8061
HRSG 11	11LAB90AA101	Generación de vapor	Válvula de control nivel Domo HP	5	8182	1	8182
HRSG 11	11LBB45AA003	Generación de vapor	Válvula acople 11 HP	26	8161	3	2720

Tabla A.2.1 Horas indisponibles, operativas, fallas, TMEF de sistemas de TG3, TG4 y HRSG 11 periodo 2010

UNIDAD	KKS	SISTEMA	EQUIPO	H INDISP	HO	# FALLAS	TMEF
HRSG 12	TOTAL			243	8169	7	1167
HRSG 12	12HHA10AN001	Generación de vapor	Soplador de Fuego Adicional N°1	2	8184	1	8184
HRSG 12	12EKG30AA191	Generación de vapor	Válvula regulación 2 GN Fuego	191	7996	1	7996
HRSG 12	12HHA	Generación de vapor	Quemador fuego adicional	32	8155	1	8155
HRSG 12		Generación de vapor	Fuga de agua/vapor	13	8174	1	8174
HRSG 12	12LAB30AA101	Generación de vapor	Válvula de control nivel Domo LP	2	8185	1	8185
HRSG 12		Generación de vapor	Válvula de atemperación	2	8185	1	8185
HRSG 12		Generación de vapor	Valvula acople 12 HRH	2	8185	1	8185
BOP	TOTAL			10,368	7951	26	306
BOP		Sistema de Control	Sistema de control	26	8160	2	4080
BOP	10PGB12AP001	Refrigeración cerrado	Bba Circuito Cerrado N°2	39	8148	2	4074
BOP	10MAJ22AN001	Vacío	Bba de vacío 2	28	8159	1	8159
BOP	10PAC13AP001	Sistema de refrigeración	Bba Refrigeración Principal N°3	272	7915	1	7915
BOP		Abastecimiento de agua	Bba Pozo N°1	1,434	6752	3	2251
BOP		Abastecimiento de agua	Bba Pozo N°3	5,415	2772	5	554
BOP		Abastecimiento de agua	Bba Pozo N°4	930	7257	1	7257
BOP		Abastecimiento de agua	Bba Pozo N°5	1,913	6274	4	1568
BOP	10PAD11AN001	Refrigeración principal	Ventilador torre de refrigeración N°1	74	8113	1	8113
BOP	10PAD12AN001	Refrigeración principal	Ventilador torre de refrigeración N°2	2	8185	1	8185
BOP	10PAD14AN001	Refrigeración principal	Ventilador torre de refrigeración N°4	52	8135	1	8135
BOP	10PAD16AN001	Refrigeración principal	Ventilador torre de refrigeración N°6	87	8099	2	4050
BOP	10LAC13AP001	Agua de Alimentación	Bba Alimentación a caldera N°3	97	8090	1	8090
BOP	10SCA11AN001	Generación aire	Compresor Aire N°1	1	8186	1	8186
TV	TOTAL			45	8180	5	1636
TV	10TXP	Sistema de Control	Sistema de Control	45	8142	5	1628

Tabla A.2.2. Horas indisponibles, operativas, fallas, TMEF de sistemas de HRSG 12, BOP y TV5 periodo 2010.

**ANEXO 3.**

**DESCRIPCION DE FALLAS PERIODO 2010**

### DESCRIPCION DE FALLAS PERIODO 2010

N° Falla	Unidad	Equipo	Descripción
1	TG-3	Control	Falla del equipo de sincronización, parte del symadin.
2	TG-3	Generador eléctrico	Durante el proceso de arranque y sincronización de la TG3, se tuvo chisporroteo en la excitatriz el cual activo la protección del sistema contraincendios realizando parada de la TG3
3	TG-3	Control	Trip dispersion de temperatura en la camara de combustion, descargo 150 MW
4	TG-3	Electroventilador N° 03	Se presenta disparo de rele de sobreconiente F4 de ventilador 33MPR32AN011 del sistema de refrigeracion del generador TG3
5	TG-3	Electroventilador N° 03	El ventilador 33MPR32AN011 presenta ruido extraño y alta vibración
6	TG-3	Eb lubric princ	Fuga de aceite por sello de la bomba principal de lubricacion 33MBV21AP001
7	TG-3	Electroventilador N° 05	Alta vibracion en el ventilador 33MPR33AN011
8	TG-3	Control	Trip, por alta dispersión de temperatura en la camara de combustión (spread) durante el proceso de toma de carga
9	TG-3	Control	Fuga de aceite por la tubería de levante del cojinete de empuje.
N° Falla	Unidad	Equipo	Descripción
1	TG-4	Control	Trip 1/2 ciclo combinado, por pérdida de señal de temperatura de escape de la turbina de gas del TG4.
2	TG-4	Electroventilador N° 04	Ventilador del sistema de refrigeracion de TG4 34MPR32AN012 en falla, salta el interruptor termico del gabinete en PCC4. Se intenta reponer pero vuelve a saltar
3	TG-4	Control	Trip de la unidad por falla del procesador symadin durante las prueba de potencia efectiva con D2
4	TG-4	Control	Trip: las unidades TG4 y TV5 de ventanilla descargaron: 95 MW 50 MW respectivamente. La frecuencia bajó hasta 59.247 hz. Hasta el momento no se ha encontrado la causa de la falla.
5	TG-4	Compresor aire atlas copco	Se presenta fuga de aceite de compresor de aire GA18 de TG4
6	TG-4	Bomba principal de lubricación	Se presenta fuga de aceite por acople de bomba de lubricacion principal 34MBV21AP001

**Tabla A.3.1.** Descripción de fallas sistemas TG3 y TG4. periodo 2010

### DESCRIPCION DE FALLAS PERIODO 2010

N° Falla	Unidad	Equipo	Descripción
1	HRSG 11	Control	Falla en proceso de parada, descarga 35 MW, falla termocupla fuego adicional.
2	HRSG 11	Soplador n° 1	Se presenta baja presión de descarga del blower N° 01 caldera 11 11HHA10AN001
3	HRSG 11	Valvula de Regulacion N° 01 Fuego Adicional	Ramal b del fuego adicional de la caldera 11 presenta baja presión de trabajo se encuentra en 1.4 bar, se requiere calibración de válvula reguladora para elevar presión a 2 bar
4	HRSG 11	Soplador n° 1	Soplador N°1 de fuego adicional HRSG11 (11HHA10AN001) con baja presión de descarga de aire(37 in H2O), debería ser mayor a 50 in H2O
5	HRSG 11	Quemador Fuego Adicional	Se presenta falla al arranque del fuego adicional HRSG11. Se presentan alarmas de falla del sensor de la válvula piloto
6	HRSG 11	Válvula control nivel domo HP	Trip por bajo nivel del domo de alta presión. Falla de válv control nivel HP descargo 26 MW
7	HRSG 11	Válvula de acople HP	Durante el proceso de acople entra en falla válvula de acople de caldera HRSG11 11LBA15AA003.
8	HRSG 11	Soplador N° 1	Se tiene baja presión de aire a la descarga del soplador 1 de la caldera 11, se realiza cambio por soplador 2 que queda en servicio.
9	HRSG 11	Válvula de acople HP	Actuador de válvula de acople HP 11LBA15AA003 falla en el momento del acople.
10	HRSG 11	Válvula de acople HP	Trip por problemas en la válvula de acople del caldero HRSG11
N° Falla	Unidad	Equipo	Descripción
1	HRSG 12	Pérdida de agua	Mantenimiento correctivo de la caldera HRSG12 del TG4, por pérdida de agua en el domo de media.
2	HRSG 12	Valvula de Regulacion N° 02 Fuego Adicional	Durante el arranque del fuego adicional del HRSG12 ramal b, la válvula reguladora no regulo.
3	HRSG 12	Soplador N° 1	Ventilador soplador N°1 12HHA10AN001 de HRSG12, con baja presión de descarga de aire (45 in H2O), debería descargar 55 in H2O.
4	HRSG 12	Valvula Atemperadora	Falla a la apertura de válvula atemperadora de corte HP HRSG12 (12LAE11AA001), no tiene feedback ni de apertura ni de cierre. En campo esta completamente abierta.
5	HRSG 12	Quemador Fuego Adicional	En el proceso de arranque del fuego adicional HRSG12 falla en las alarmas locales hace referencia a falla del elemento dos de gas piloto. En las alarmas del txp:
6	HRSG 12	Válvula control nivel domo LP	Trip por protección de alto nivel del domo de baja presión del HRSG 12.
7	HRSG 12	Válvula de acople Hot Reheat	Durante el acople del HRSG12 al ciclo combinado 1x1, la válvula de acople hrh 12LBB45AA003 no abre, queda completamente agarrada

**Tabla A.3.2.** Descripción de fallas sistemas HRSG 11 y HRSG 12 periodo 2010

### DESCRIPCION DE FALLAS PERIODO 2010

N° Falla	Unidad	Equipo	Descripción
1	BOP	Ventilador 4 torre 1	Se presenta disparo de proteccion por sobrecorriente de motor de ventilador 4 10PAD14AN001 de torre de enfriamiento
2	BOP	Ventilador 6 torre 1	Ventilador 6 10PAD16AN001 de torre de refrigeracion #1 presenta alarma de alta vibracion, la cual no hace posible su puesta en servicio
3	BOP	Bomba vacío 2	Se tiene fuga de agua por prensa estopa de bomba de vacío 2. La fuga es por prensa estopa de la bomba lado acople con motor
4	BOP	Bomba pozo 3	Se presenta fuga de agua por venteo automatico de linea de descarga de pozo 3. Bajo aislamiento en sistema electrico de pozo de agua N°3.
5	BOP	Control	Falla del automatismo de pozos de agua, ningun pozo arranca en automatico a pesar de estar seleccionado 3 pozos.
6	BOP	Ventilador 1 torre 1	Fuerte ruido en el motor lado ventilador, del
7	BOP	Ventilador 6 torre 1	Electroventilador #6 10PAD16AN001 de la torre de enfriamiento #1 se encuentra fuera de servicio por actuacion de proteccion electrica
8	BOP	Control	Falla en el sensor de nivel de la balsa de las torres de refrigeración
9	BOP	Bomba pozo 1	Se presenta fuga de agua por valvula manual de descarga de pozo N°01
10	BOP	Bomba pozo 1	Se tiene rotura de valvula de descarga de la bomba del pozo N°1, se deja fuera de servicio pozo N°1 hasta que se realice el cambio de valvula.
11	BOP	Bomba pozo 3	Se presenta fuga de agua por valvula de venteo de aire automatico de pozo N°03.
12	BOP	Bomba pozo 5	Pozo 5 presenta bajo flujo de agua a la descarga se encuentra en 210 m3/h aproximadamente, el valor del cual se tiene registro es de 250 m3/h
13	BOP	Bomba pozo 1	Fuga por vástago de valvula V54ZE004 de la linea antigua de la descarga del pozo 1
14	BOP	Bomba cerrado 2	Fuga de aceite por junta de acople en bomba de refrigeración de circuito cerrado #2
15	BOP	Bomba refig princ #3	Se presenta alta temperatura (10PAC13CT011) = 79°C en el cojinete de acoplamiento de bomba de refrigeración principal #3
16	BOP	Bomba pozo 3	Pozo 3 fuera de servicio por alarma de alta temperatura de motor
17	BOP	Bomba pozo 5	Se presenta fuga de agua por valvula de venteo de pozo 5 ubicada en caseta de valvulas de pozos nuevos.

**Tabla A.3.3.** Descripción de fallas sistemas BOP periodo 2010.

### DESCRIPCION DE FALLAS PERIODO 2010

N° Falla	Unidad	Equipo	Descripción
18	BOP	Comp air 1	Se verifica alta temperatura en el compresor de aire #1.
19	BOP	Bomba cerrado 2	Fuga de aceite en acoplamiento de bomba de circuito cerrado de refrigeración N°2
20	BOP	Bomba pozo 3	Aislamiento eléctrico de electrobomba del pozo 3 se encuentra bajo (0.7 mohm) el mínimo es 0.5.
21	BOP	Bomba alimentación caldera 3	Se tiene un pico de temperatura en la termocupla 10LCA13CT001 (lado acople) que dispara bomba de alimentación N°3, se requiere su revisión para una buena operación.
22	BOP	Bomba pozo 4	Pozos 4 y 5 del sistema de alimentación de agua a la central, se apagan después de dos minutos de haber arrancado en automático, sale la alarma de falla de transformador.
23	BOP	Bomba pozo 5	Pozos 4 y 5 del sistema de alimentación de agua a la central, se apagan después de dos minutos de haber arrancado en automático, sale la alarma de falla de transformador.
24	BOP	Bomba pozo 3	Se tiene falla del pozo 3, en wincc horometro lo señala en funcionamiento pero el flujo es cero, se quiso arrancar en modo local pero se tuvo la indicación de pozo en servicio pero no se tuvo flujo de agua, se requiere su revisión. Se tuvo alta corriente al intentar arrancarlo en modo local
25	BOP	Bomba pozo 5	Bomba del pozo de agua #5 falla al arranque, emitiendo la alarma "alta temperatura en pozo 5". La acompaña la alarma "alto nivel en pozo 5#.
26	BOP	Ventilador 2 torre 1	Ventilador #2 - 10PAD12AN001, no se puede arrancar por indicación de alta vibración
N° Falla	Unidad	Equipo	Descripción
1	TV	Control	Unidad fuera de paralelo en forma controlada para modificación en lógica de symadin de tv.
2	TV	Control	Trip desacopla del ciclo combinado por protección de temperatura baja en línea de recalentado caliente, descarga 90 MW.
3	TV	Control	Trip disparo con 148 MW, sin consecuencias, la causa se investiga.
4	TV	Control	Trip por falla en el sensor de velocidad.
5	TV	Control	Trip: por alta vibración en los cojinetes del generador, descarga 172 MW.

**Tabla A.3.4.** Descripción de fallas sistemas BOP y TV5 periodo 2010.