

EVALUACION TECNICO – ECONOMICA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE  
UNA TURBINA DE GAS LM5000 DE LA GENERAL ELECTRIC UBICADA EN EL  
DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE DE LA  
REFINERIA DE ECOPEPETROL S.A. EN BARRANCABERMEJA

JAMES ANDRES CARRILLO JARABA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA

2010

EVALUACION TECNICO – ECONOMICA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE  
UNA TURBINA DE GAS LM5000 DE LA GENERAL ELECTRIC UBICADA EN EL  
DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE DE LA  
REFINERIA DE ECOPEPETROL S.A. BARRANCABERMEJA

JAMES ANDRES CARRILLO JARABA

Monografía presentada para optar al título de especialista en ingeniería del gas

Director: Julio Cesar Vargas Terán

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA

2010

A mi familia porque son la luz de mi vida, los llevo en mi corazón todos los días.

A Julito y al grupo de Energía y pérdidas por el apoyo recibido en este que es  
nuestro proyecto.

A Janio por el apoyo técnico dado en la operación de la máquina y porque este  
proyecto nos da la visión necesaria para el mejoramiento de nuestro turbogas.

## CONTENIDO

	Pag.
<b>INTRODUCCION</b>	1
<b>1. CONCEPTOS BASICOS SOBRE TURBINAS DE GAS</b>	3
1.1 CICLOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA MAQUINA	8
1.1.1 Ciclo Simple	8
1.1.2 Ciclo Stig	9
<b>2. FUNCIONAMIENTO DE LA MAQUINA</b>	10
2.1 CARACTERISTICAS DE LA TURBINA DE GAS	10
2.1.1 Potencia de salida (IGPH)	11
2.1.2 Sentido de rotación	11
2.1.3 Peso y dimensiones del generador de gas	11
2.1.4 Temperatura de carcaza y radiación de calor	11
2.2 CONFORMACION DE LA TURBINA LM5000 DE GE	13
2.2.1 Componentes de la turbina de gas LM5000	15
2.2.1.1 Compresor de baja presión (LPC)	16
2.2.1.2 Compresor de alta presión (HPC)	17
2.2.1.3 Cámara de combustión (CC)	17
2.2.1.4 Turbina de alta presión (HPT)	19
2.2.1.5 Turbina de baja presión (LPT)	19
2.2.1.6 Turbina de potencia	19
2.2.1.7 Caldera generadora de vapor (HRSG heat recovery steam gen.)	20
2.2.1.7.1 Componentes	22
2.2.1.8 El generador eléctrico	23
2.2.1.8.1 Descripción del generador eléctrico	24
<b>3. FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA</b>	26
3.1 CARACTERISTICAS DEL AIRE DE COMBUSTION	26

3.1.1 Características del flujo de aire de combustión	28
3.1.2 Importancia del flujo y temperatura del aire en el rendimiento de las turbinas de gas	29
<b>4. TECNOLOGIAS DEL ENFRIAMIENTO DEL AIRE EN LA ENTRADA DE LA TURBINA LM5000 DE LA GE</b>	<b>33</b>
4.1 FILOSOFIA DEL ENFRIAMIENTO	33
4.2 TECNOLOGIAS APLICADAS, CASO TURBINE AIR COOLONG (TIC)	33
4.3 EL ENFRIAMIENTO ESTANDARIZADO	34
4.4 FUNCIONAMIENTO DE LOS CHILLERS	36
4.5 INSTALACIONES EN EL MUNDO	40
4.5.1 LFC Power Systems Greenleaf – Cogeneration Plant	41
4.5.2 Tractebel Power`s ripon cogeneration California USA	42
4.5.3 Sithe energies USA, INC. Oxnard Energy facility	43
4.5.4 Riverside public utilities in California USA	43
4.6 CASO DE APLICACIÓN ESTUDIADO Y VERIFICADO EN CAMPO EN PROELECTRICA Y CIA S.A.	44
4.6.1 Diseño de los equipos requeridos	47
4.6.2 Verificación del funcionamiento del sistema en PROELECTRICA Y CIA S.A.	50
4.6.3 Seguimiento operativo al sistema de la U-2960	54
<b>5. BENEFICIOS DE LA INSTALACION DE LOS CHILLERS</b>	<b>56</b>
5.1 DISPONIBILIDAD O CARGA RODANTE DE ENERGIA ELECTRICA POR EL INCREMENTO DE LA POTENCIA DE SALIDA	56
5.2 MAYOR EFICIENCIA EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA POR MENOR CONSUMO DE COMBUSTIBLE	56
5.3 DISMINUCION DE MANTENIMIENTOS POR CONSERVACION DE LA INSTRUMENTACION	57
5.4 MENOR CALENTAMIENTO GLOBAL	60
5.5 MAYOR APROVECHAMIENTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE LA UNIDAD	60

<b>6. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO</b>	61
6.1 POTENCIA DE SALIDA Y GENERACION ELECTRICA	61
6.2 AHORRO EN CONSUMO DE COMBUSTIBLE	62
6.3 ENERGIA PROPORCIONADA POR EL PROYECTO	62
6.4 CONSUMO ENERGETICO DEL PROYECTO	63
6.5 INVERSION REQUERIDA POR EL PROYECTO	63
6.6 FACTORES UTILIZADOS EN EL ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO	64
6.7 FLUJO DE CAJA	64
6.8 ACUMULADO EN EL TIEMPO POR AÑO	65
<b>CONCLUSIONES</b>	66
<b>RECOMENDACIONES</b>	68
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	69

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Panorámica de la planta U-2960	2
Figura 2. Ciclo termodinámico función PV	3
Figura 3. Ciclo termodinámico en función TS	4
Figura 4. Turbopropulsor o turbina de gas	5
Figura 5. Turboreactor	6
Figura 6. Turbina de ciclo regenerativo	7
Figura 7. Turbina de gas con interenfriador	7
Figura 8. Esquema general del ciclo brayton abierto	8
Figura 9. Esquema general del ciclo STIG	9
Figura 10. Turbina de gas LM5000	10
Figura 11. Rechazo de calor en la PT	12
Figura 12. Temperatura de carcaza	13
Figura 13. Turbina LM5000 de GE en el container	15
Figura 14. Arreglo de la turbina de gas por componentes	15
Figura 15. Compresor de baja presión	16
Figura 16. Compresor de alta presión	17
Figura 17. Combustor de tipo anular	18
Figura 18. Fotografía de la unidad recuperadora de calor (HRSG)	20
Figura 19. Sección de entrada de aire	26
Figura 20. Efectos del aire de entrada en la curva de producción Vs. temperatura	30
Figura 21. Características de desempeño Vs. Temperatura ambiente	30
Figura 22. Rendimiento controlado de la turbina de gas LM6000	31
Figura 23. Efecto de la temperatura ambiente	31
Figura 24. Curva que muestra el efecto de la humedad	32
Figura 25. Efectos del aire de entrada en el poder de salida	

de la turbina de gas	35
Figura 26. Operación de los chillers dentro del sistema de trabajo de la turbina de gas	36
Figura 27. Enfriamiento del aire antes de la entrada a la turbina	36
Figura 28. Componentes del chiller	37
Figura 29. Compresor del chiller	38
Figura 30. Condensador del chiller	38
Figura 31. Economizador del chiller	39
Figura 32. Evaporador del chiller	39
Figura 33. Planta de Greenleaf	41
Figura 34. Planta de tractebel	42
Figura 35. Planta de RPU	43
Figura 36. Esquema de temperaturas dentro de la operación de la turbina	46
Figura 37. Instalación in situ de los chillers	47
Figura 38. Conformación del chiller	47
Figura 39. Control del sistema	48
Figura 40. Tubería de entrada del agua refrigerada	49
Figura 41. Entrada a la casa de filtros	49
Figura 42. Area de filtros donde se realiza el enfriamiento del aire	50
Figura 43. Esquema de funcionamiento de la turbina a carga de 10MW	51
Figura 44. Esquema de funcionamiento de la turbina a carga de 20MW	52
Figura 45. Esquema de funcionamiento de la turbina a carga de 35MW	53
Figura 46. Grafica que resume el trabajo de la turbina de la U-2960	55
Figura 47. Vista de la parte inferior de la turbina 4 horas después de apagada la unidad.	58
Figura 48. Vista lateral izquierda de la turbina	58

Figura 49. Vista del piso del enclosure debajo del arrancador hidráulico	59
Figura 50. Vista del estado de la bomba de lubricación, mangueras y demás accesorios.	59

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos de placa del generador	11
Tabla 2. Ciclo termodinámico función PV	25
Tabla 3. Propiedades del aire	32
Tabla 4. Resumen de las condiciones de trabajo de la turbina de PROELECTRICA Y CIA. S.A.	54
Tabla 5. Esquema de seguimiento a la operación de la U-2960	54
Tabla 6. Resumen de las condiciones de trabajo de la turbina de la U-2960	55
Tabla 7. Comparación de los trabajos realizados por las turbinas de PROELECTRICA Y CIA. S.A.y la turbina de la U-2960 en Ecopetrol S.A.	56
Tabla 8. Energía proporcionada por el proyecto	62
Tabla 9. Consumo energético del proyecto	63
Tabla 10. Inversión requerida por el proyecto	63
Tabla 11. Análisis económico del proyecto	64
Tabla 12. Flujo de caja del proyecto	65
Tabla 13. Acumulado en el tiempo por año	65

## GLOSARIO

**BLEED:** Sangrado. Forma en que el fabricante identifica, en sentido figurativo, los partes donde se extrae aire del compresor. No solo se refiere al punto de extracción de las VBV, sino además los otros puertos para el enfriamiento, presurización de los sumideros, aire de balanceo de cargas, de las etapas finales del compresor.

**CDP:** Compressor Discharge Port. El CRF lleva 2 Puertos de descarga del compresor. El primero para el HP recoup (balanceo del 4B) que sale por los struts #5 y 6, se une con la extracción de la 8va etapa y luego enfrían la LPT. El segundo CDP sirve para la inyección de vapor de alta presión o para extracción de aire industrial si lo requiere la planta. Esta conformado por un manifold interno y dos externos que se comunican entre sí a través de las estructuras radiales #3, 4, 8 y 9 del CRF. Para mayor información ver sistema de inyección de vapor CDP, capítulo IV del manual.

**CHP - Combined Heat & Power: Ciclo combinado:** CHP o cogeneración es un proceso de conversión de energía, donde la electricidad y calor útil se producen simultáneamente en un proceso. La cogeneración de calor puede ser utilizada para la calefacción de áreas o para procesos industriales.

El proceso de cogeneración se puede basar en el uso de vapor, de turbinas de gas o motores de combustión. La principal fuente de energía puede ser una amplia gama de combustibles, incluidos la biomasa y combustibles fósiles, así como la geotérmica o la energía solar.

**CHW - Chilled Water: Agua enfriada a raíz de los chillers:** a menudo utilizada para enfriar el aire de un edificio y aire de equipos en general, especialmente en situaciones donde muchas habitaciones individuales deben ser controlados por

separado, como un hotel. El agua fría puede ser suministrado por un proveedor, como un servicio público, o creada mediante la implementación de sistemas robustos de enfriamiento.

**CUSTOMER AIR:** El diseño original del generador incluye facilidades para la extracción de aire del compresor, específicamente de la 8va etapa y/o 14va (Compressor Discharge Port) en la descarga del HPC.

La extracción de aire de sangrado del compresor afecta el desempeño y la potencia de salida del generador, por lo tanto la extracción por la 8va etapa puede ser limitada a un flujo máximo de 1.6 % del flujo de aire total del compresor, esto equivale a 4.71 lb/seg. La máxima cantidad de aire que puede ser extraído de la 14va etapa es de 7.8 lb/seg. El cual deberá ser extraído uniformemente por todos los 4 puertos CDP. Este aire de sangrado tiene diferentes aplicaciones en plantas donde los generadores de gases no utilizan sistemas de inyección de vapor.

NOTA: En el TG-2961 estos puertos de sangrado son parte del sistema de inyección de vapor de alta presión CDP, por la 8va etapa se precalienta la máquina antes de la inyección en ciclo STIG.

**CT-Combustion Turbine:** Una turbina de gas, también llamado de una turbina de combustión, es un motor rotativo que extrae energía de un flujo de gas de combustión. Tiene un compresor aguas arriba, junto a una turbina aguas abajo, y una cámara de combustión en el medio. (La turbina de gas también puede referirse sólo al elemento de la turbina.)

La energía se añade a la corriente de gas en la cámara de combustión, donde el aire se mezcla con el combustible y se enciende. La combustión aumenta la temperatura, la velocidad y volumen del flujo de gas. Esta se dirige a través de una boquilla sobre las hojas de la turbina, haciendo girar la turbina.

La energía se extrae en forma de potencia en el eje, aire comprimido y de empuje, en cualquier combinación, y se utiliza para propulsar los aviones, trenes, barcos, generadores, e incluso los tanques.

**DOVETAIL:** Diseño de las colas de algunos alabes de rotores y vanes de estatores las cuales encajan en guías o ranuras de igual forma la cual se asemeja a una cola de paloma. En la industria es ampliamente conocida la cola de milano (guía de carros longitudinales de los tornos) el cual también es un ave.

**ENTALPÍA:** Función de estado cuya variación mide la cantidad de calor suministrada o cedida por un sistema cuando evoluciona a presión constante.

**ENTROPÍA:** Magnitud que determina el grado de desorden molecular que existe en los sistemas termodinámicos.

**HUB:** Es una estructura en forma de tambor sin tapas que generalmente va en la parte interna de cada marco con flanches en su caras frontal y posterior que va unida a la carcasa por medio de los struts. En la mayoría de los casos soporta otro marco más pequeño, como el inner hub, donde van anclados los sumideros de la máquina.

**ISENTRÓPICA:** Lugar geométrico de los puntos que representan estados de un sistema en los que la entropía permanece constante.

**STRUTS:** Estructuras radiales que llevan todos los marcos del generador de gas y la turbina de potencia. Estas estructuras generalmente unen el casing externo con el hub interno y son huecas de tal forma que permiten la circulación de aceite, aire, cables, etcétera. Su diseño exterior es aerodinámico para darle fluidez a la corriente de proceso (aire o gases de combustión).

**SPOOL:** Bobina, carrete. Término que describe los rotores del generador de gas dado a la forma de su diseño el cual se asemeja a un carrete de hilo.

**TES-Thermal Energy Storage:** almacenamiento de energía térmica que puede referirse a una serie de tecnologías que almacenan energía en un depósito térmico para su posterior reutilización. Ellos pueden ser empleados para equilibrar la demanda de energía entre el día y la noche. El depósito térmico pueden mantenerse a una temperatura superior (más caliente) o menos (más frías) que la del entorno ambiental. La principal aplicación de hoy en día es la producción de

hielo, agua helada, o de la solución eutéctica en la noche, que luego se utiliza para enfriar los ambientes durante el día.

**TIC-Turbine Inlet Cooling:** Tecnología de enfriamiento del aire de entrada para el mejoramiento de la operación de las turbinas de gas.

## RESUMEN

**Título:**

**EVALUACION TECNICO – ECONOMICA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE UNA TURBINA DE GAS LM5000 DE LA GENERAL ELECTRIC UBICADA EN EL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE DE LA REFINERIA DE ECOPETROL S.A. EN BARRANCABERMEJA.**

**Autor:**

JAMES ANDRES CARRILLO JARABA\*\*

**Palabras claves:**

Turbinas a gas, eficiencia térmica, enfriamiento de aire, producción de energía eléctrica

El Turbogás U2960 que consta principalmente de una turbina de gas aero - derivada GE-LM5000 de General Electric es una planta de cogeneración que opera en ciclo simple en la generación de electricidad a partir de la energía termodinámica de los gases de la turbina y generación de vapor en una URGR a partir de los gases exhostos (750°F). El vapor generado puede ser utilizado para aumentar la potencia de salida de la máquina (STIG) y/o alimentar cabezales de alta y media presión (ciclo combinado).

Las altas temperaturas del aire ambiente debidas a la ubicación de la turbina en Barrancabermeja que alimentan los compresores asociados a la turbina ocasionan alto consumo de gas, baja eficiencia de la máquina, alto heat rate y disminución de la potencia de salida.

El objetivo principal de este proyecto es aumentar la eficiencia de la turbina de gas mediante el enfriamiento del aire de entrada, reduciendo la temperatura de entrada del aire desde la temperatura de bulbo seco, temperatura ambiente, a la temperatura de bulbo húmedo, lo cual es proporcional al flujo másico de aire alimentado a la turbina; mientras mas alto sea el flujo de aire, mayor será la cantidad de electricidad producida a partir del gas usado, mejorando su potencia de salida y su eficiencia al igual que su disminución en consumo de combustible para producir la misma carga estándar.

Se propone la instalación de un sistema de enfriamiento de aire utilizando la tecnología HVAC (heating, ventilating, and air conditioning) que incluye un sistema para retirar humedad, mejorar el trabajo y la operación de los equipos al ofrecerles aire más fresco a su entrada.

Se evalúa la filosofía del enfriamiento existente, los sistemas implementados en el mundo y finalmente se revisa un caso similar en turbinas del mismo tipo.

---

\* Monografía de Especialización

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Julio Cesar Vargas Terán.

## SUMMARY

**Title:**

“TECHNICAL EVALUATION - TO IMPROVE ECONOMIC EFFICIENCY OF A GAS TURBINE General Electric LM5000 LOCATED IN THE DEPARTMENT OF INDUSTRIAL SERVICE OF BALANCE OF REFINERY ECOPETROL SA In Barrancabermeja”.

**Author:**

JAMES ANDRES CARRILLO JARABA\*\*

**Special words:**

Gas turbines, thermal efficiency, air cooling, electricity production

The U2960 Turbogás which consists primarily of a gas turbine aero - resulting GE-General Electric LM5000, is a cogeneration plant operating in simple cycle power generation from the thermodynamic energy of the gas turbine and generation URGR vapor from a gas exhausts (750 ° F). The steam generated can be used to increase the output power of the machine (STIG) and / or feed heads high and medium pressure (combined cycle).

High ambient air temperatures due to the location of the turbine in Barrancabermeja that fuel associated with the turbine compressors cause high gas consumption, low efficiency of the machine, high heat rate and decreased power output.

The main objective of this project is to increase the efficiency of gas turbine by inlet air cooling, reducing the air inlet temperature from dry bulb temperature, ambient temperature, wet bulb temperature, which is proportional to air mass flow feed to the turbine, the higher airflow, increase the amount of electricity produced from gas used, improving power output and efficiency as well as its decrease in fuel consumption to produce the same standard load.

Will the installation of an air cooling system using technology HVAC (heating, ventilating, and air conditioning) that includes a system to remove moisture, improve the work and operation of equipment by providing cooler air to your post.

Assesses the existing cooling philosophy, the systems deployed in the world and finally we review a similar case in turbines of the same type.

---

\* Monografía of Specialization

\*\* Physiochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Mr. Julio Cesar Vargas Teran.

## INTRODUCCION

A raíz de la emergencia eléctrica que obligó al gobierno a establecer el racionamiento de energía en todo el territorio nacional, le fue encomendada a la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. la tarea de construir plantas generadoras de energía, con el fin de mitigar los efectos ocasionados por la falta de fluido eléctrico, especialmente sobre la economía del país.

Estas plantas, además de que suplieron en parte el déficit energético durante el período de racionamiento, aumentaron la capacidad de generación eléctrica, lo que le permitió a la nación atender en parte la demanda de energía en aquellas zonas que presentan déficit, inclusive en épocas de máxima generación.

Las plantas generadoras se conectaron al sistema eléctrico nacional y su ubicación corresponde con las zonas más afectadas por la falta de energía eléctrica, con el propósito de darles prioridad en la atención de esta necesidad, buscando a la vez impulsar su desarrollo.

La instalada en la refinería de ECOPETROL S.A en Barrancabermeja antes de su montaje en La GRB (Gerencia Refinería Barrancabermeja) operó durante varios años en Yumbo (Valle del Cauca). Fue comprada por Ecopetrol a la vez que otras dos unidades montadas en Ocoa (Meta) y Gualanday (Huila) a raíz de la sequía en los embalses de las centrales hidroeléctricas ocasionada por el Fenómeno del Niño (1991). Entre los años 1992 y 1993 se instalaron en Colombia 5 Turbinas de Gas LM5000. Las otras 2 pertenecen a Proeléctrica y Cia S.C.A en Cartagena. Cada paquete (Turbina-Generador) fue integrado por la compañía Stewart & Stevenson y en Yumbo fue operado por la división de operaciones de la misma S&S.

**Figura 1. Panorámica de la planta U-2960**



Fuente: El autor.

El propósito de su traslado a la GRB fue el de mejorar la confiabilidad y reserva operacional en los sistemas de generación de vapor y energía eléctrica al aumentar su capacidad instalada en 36 MW. Para hacer esto posible se desarrolló El Proyecto Integración y Puesta en Marcha del Turbogás dividido en 2 fases.

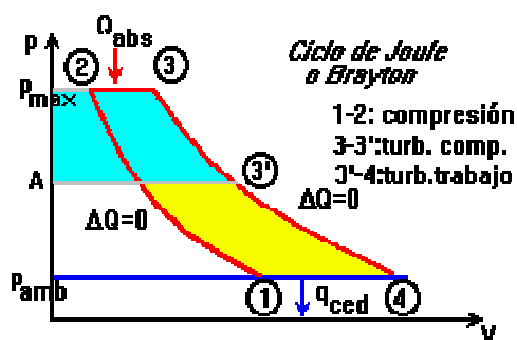
La primera fase, incluyó la operación de la máquina en Ciclo Seco (26 MW/h), la operación de la URCR con agua desmineralizada desde la U-2900 y la utilización del vapor producido para procesos.

## 1. CONCEPTOS BASICOS SOBRE TURBINAS A GAS

Las turbinas de gas simples operan en base al principio del Ciclo Joule o Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. Al gas caliente producido por la combustión se le permite expandirse a través de la turbina y hacerla girar para llevar a cabo un trabajo.

Este ciclo se ilustra en la figura 2 en un diagrama p-V, en la figura 3 en un diagrama T-S y en la figura 4 en diagrama de bloques.

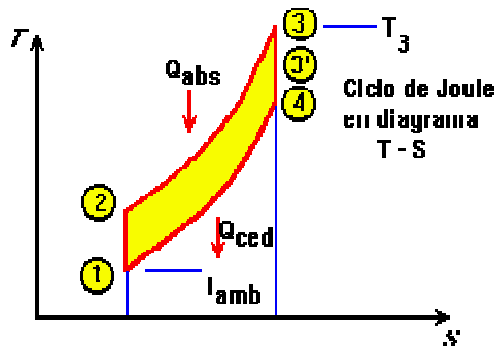
**Figura 2. Ciclo termodinámico función p-V**



Fuente: Ecopetrol S.A.

En 1 se toma aire ambiente. Este se comprime hasta 2 según una adiabática (idealmente sin roce). Luego el aire comprimido se introduce a una cámara de combustión. Allí se le agrega una cierta cantidad de combustible y este se quema. Al producirse la combustión se realiza la evolución 2-3. Típicamente esta es isobárica (o casi isobárica, pues se pierde un poco de presión por roce). Como a la cámara de combustión entra tanto fluido como el que sale, la presión casi no varía.

**Figura 3. Ciclo termodinámico en función T-S**



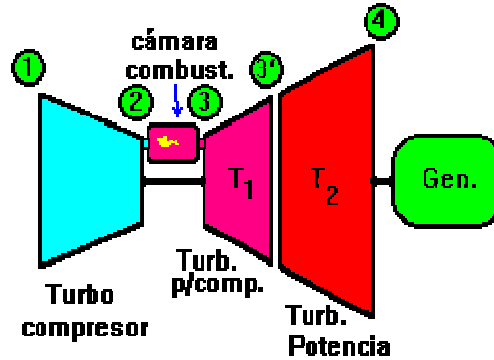
Fuente: Ecopetrol S.A.

A continuación viene la expansión de los gases hasta la presión ambiente. Esta expansión la debemos dividir en dos fases. En la primera (de 3 a 3') el trabajo de expansión se recupera en una turbina que sirve para accionar el compresor. En la segunda fase (de 3' a 4) existen dos opciones:

- Si entre 3' y 4 se instala una turbina, el trabajo de expansión se convierte en trabajo mecánico. Se trata de un turbopropulsor o lo que comúnmente se llama turbina a gas.
- Si entre 3' y 4 se sigue con la expansión de los gases en una tobera, el trabajo de expansión se convierte en energía cinética en los gases. Esta energía cinética sirve para impulsar el motor. Se trata de un turbo-reactor o lo que comúnmente se llama un motor a reacción.

Finalmente los gases de combustión se evacuan a la atmósfera en 4. La evolución 4-1 corresponde al enfriamiento de los gases hasta la temperatura ambiente.

**Figura 4. Turbopropulsor o Turbina de Gas**



Fuente: Ecopetrol S.A.

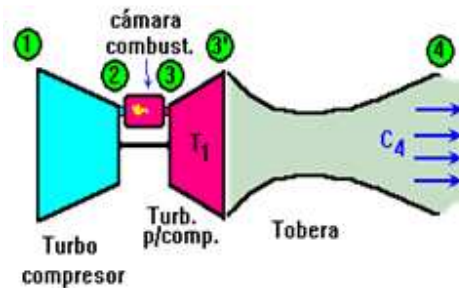
Un turbocompresor que toma el aire ambiente (a  $p_1$  y  $T_1$ ) y lo comprime hasta  $p_2$  (evolución 1 - 2). Este proceso se puede suponer adiabático (sin fricción).

Luego el aire comprimido a  $p_2$  pasa a la cámara de combustión. Allí se le agrega una cierta cantidad de combustible el que se quema. Al quemarse la mezcla, la temperatura de los gases sube hasta  $T_3$ . La combustión es prácticamente isobárica (evolución 2 - 3).

A continuación los gases calientes y a alta presión se expanden en la turbina  $T_1$ . Esta turbina acciona el turbocompresor por medio de un eje. La expansión en la turbina es hasta las condiciones 3'. Idealmente es expansión adiabática sin roce (evolución 3 - 3').

Luego los gases de escape se siguen expandiendo a través de una segunda turbina de potencia hasta alcanzar la presión ambiente ( $p_4$ , evolución 3' - 4). Esta turbina de potencia entrega trabajo al exterior. Típicamente el trabajo se usa para accionar un generador o bien otro mecanismo (hélice en el caso de aviones con turbopropulsor).

**Figura 5. Turbo-reactor**



Fuente: Ecopetrol S.A.

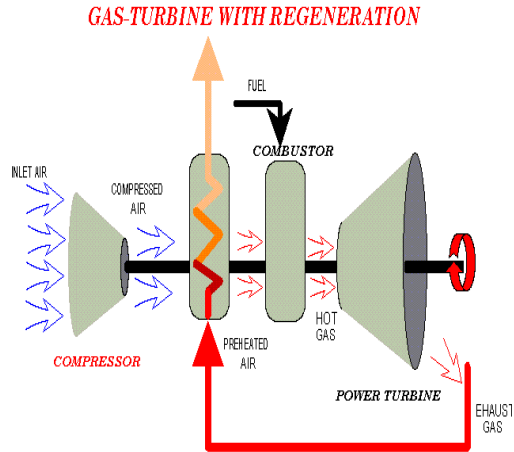
Este caso es similar al anterior hasta el punto 3'. La diferencia estriba en que de allí en adelante, la segunda turbina es reemplazada por una tobera. El potencial de presión de los gases de escape en 3' es convertido en energía cinética. Los gases salen a  $C_4$ .

Es decir el trabajo de expansión se convierte en energía cinética y los gases salen del motor a gran velocidad, produciendo un empuje por efecto del principio de acción y reacción.

El caso se ilustra en la figura que representa un turbo-reactor de flujo simple. Esto quiere decir que todo el aire pasa por la cámara de combustión y turbina.

Existen también turbinas de gas con varias etapas de combustión y expansión y otras con interenfriador y regenerador en el mismo ciclo. Estos ciclos se pueden ver a continuación:

**Figura 6. Turbina de ciclo regenerativo**



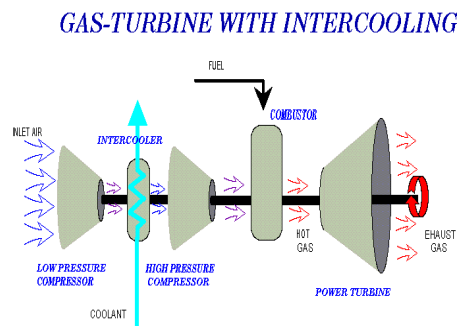
Fuente: Ecopetrol S.A.

Se observa como el intercambiador de calor utiliza la energía en forma de calor de los gases de escape para calentar el aire de entrada a la cámara de combustión.

### **Turbinas de Gas con interenfriador**

Las turbinas de gas con altas presiones de trabajo pueden utilizar un interenfriador para enfriar el aire entre las etapas de compresión, permitiendo quemar más combustible y generar más potencia.

**Figura 7. Turbina de gas con interenfriador**



Fuente: Ecopetrol S.A.

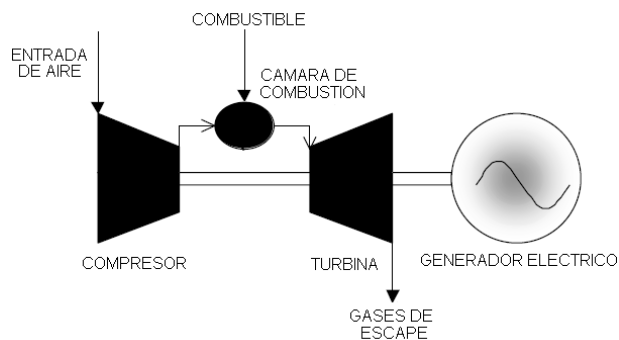
El factor limitante para la cantidad de combustible utilizado es la temperatura de los gases calientes creados por la combustión, debido a que existen restricciones a las temperaturas que pueden soportar los alabes de la turbina y otras partes de la misma. Una turbina de este tipo es la General Electric LM1600 versión marina.

## 1.1 Ciclos de funcionamiento de la máquina

### 1.1.1 Ciclo simple

El ciclo simple es el ciclo Brayton abierto. Inicialmente el aire entra al compresor el cual aumenta la presión y temperatura del aire, después este aire comprimido se mezcla con el combustible y mediante la ignición se quema la mezcla produciendo gases de escape a altas temperaturas. Aprovechando la entalpía de estos gases, ellos pasan a través de la turbina, la cual expande los gases transformando la energía térmica en energía cinética. Con este movimiento se mueve el compresor y el generador eléctrico que están acoplados en el mismo eje de la turbina. Y el generador eléctrico se encarga de generar electricidad.

**Figura 8. Esquema general del ciclo Brayton abierto.**

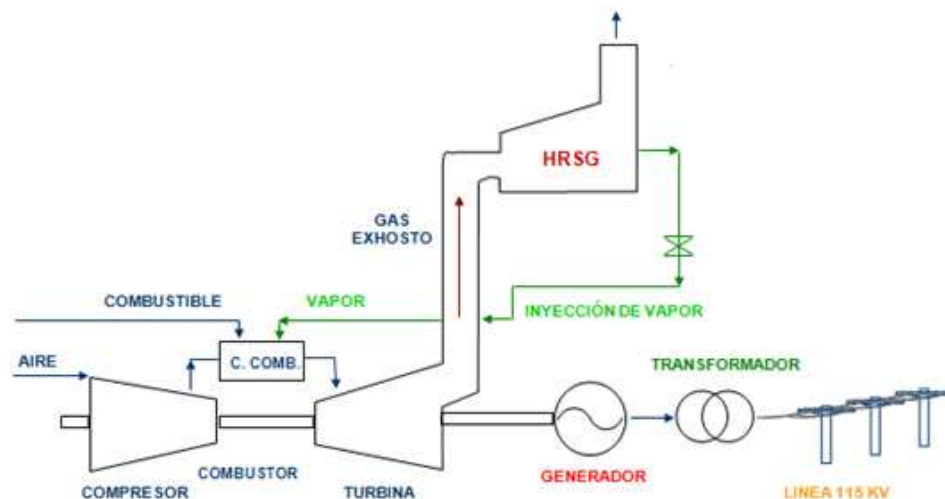


Fuente: Ecopetrol S.A.

### 1.1.2 Ciclo STIG

Después del ciclo simple, los gases de exhosto tienen altas temperaturas, las cuales se pueden aprovechar para calentar agua y generar vapor. Este ciclo consiste en aprovechar los gases de escape de la turbina de gas y enviarlos a un recuperador de calor o HRSG, el cual permite la transferencia de calor de los gases de exhosto al agua que circula internamente por las tuberías del recuperador. El agua se transforma en vapor, el cual es inyectado a la descarga del compresor para aumentar su presión de descarga.

**Figura 9. Esquema general del ciclo STIG**

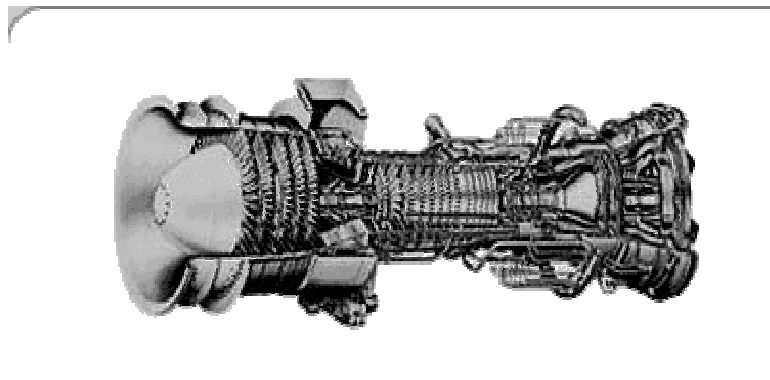


Fuente: Ecopetrol S.A.

## 2. FUNCIONAMIENTO DE LA MÁQUINA

Este tipo de turbinas son máquinas que operan dentro de una planta de Cogeneración que puede operar en ciclo simple en la generación de electricidad a partir de la energía termodinámica de los gases de la turbina y generación de vapor en una URCR a partir de los gases exhostos (750°F). El vapor generado puede ser utilizado para aumentar la potencia de salida de la máquina (STIG) y/o alimentar cabezales de alta y media presión. (Ciclo combinado). La U-2960 consta principalmente de una turbina de gas aero-derivada GE- LM5000 de General Electric, Un generador eléctrico Brush Electric Machines, Un generador de vapor (URCR) y equipos auxiliares. La turbina de Gas y el generador eléctrico están encerrados en compartimientos individuales para protegerlos del medio ambiente y minimizar el ruido en la planta. Un tercer compartimiento es para la cámara plena de aire filtrado o plenum sobre el cual se encuentra la casa de filtros.

**Figura 10. Turbina de gas LM5000**



Fuente: General Electric (GE)

### 2.1 Características de la turbina de gas

Los datos consignados en placa del generador de gas LM5000 son los siguientes:

**Tabla 1. Datos de placa de la turbina de gas.**

<b>MODELO</b>	LM5000-GE- NDBG06
<b>SERIE</b>	474-171
<b>Rated Exhaust Gas Power</b>	73000 IGHP
<b>VELOCIDAD LP</b>	4017 RPM
<b>VELOCIDAD HP</b>	10613RPM
<b>TEMPERATURA T44</b>	1450°F

Fuente: El autor.

### **2.1.1 Potencia de salida (IGPH)**

73000 caballos de fuerza isentrópica del gas que equivalen a 54.485 MW's de energía.

### **2.1.2 Sentido de rotación.**

El sentido de giro de ambos rotores (LP/HP) del generador de gas es horario mirando desde el generador eléctrico hacia el plénum. (after looking forward)

### **2.1.3 Peso y dimensiones del generador de gas.**

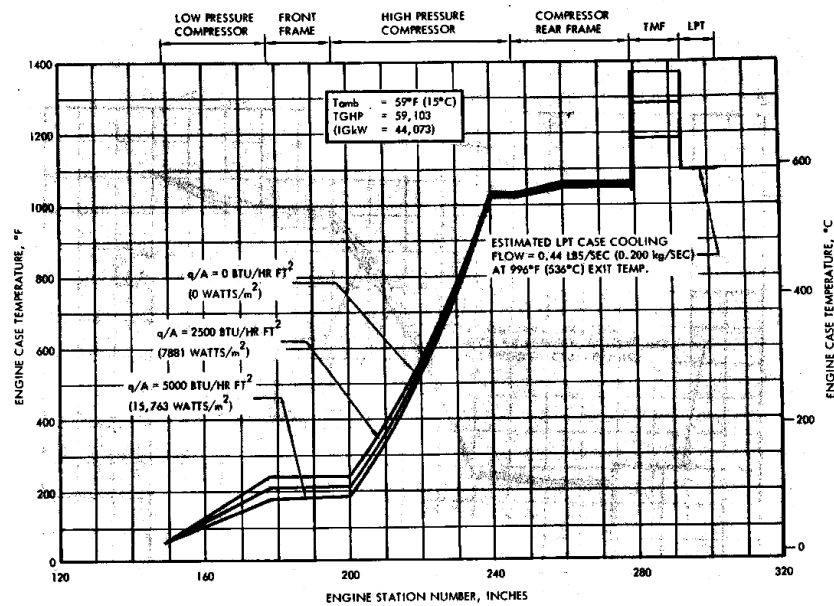
La longitud máxima del generador de gas incluyendo las OGV es de 181 pulgadas (4.59 m). La parte mas ancha es de 67 pulgadas (1.70 m) y la altura máxima desde el fondo del AGB hasta el flanche superior del colector de aire es de 79 pulgadas (2.0 m). Su peso aproximado incluyendo los manifoles de gas y ACPM es de 11100 lbs (5.04 ton).

### **2.1.4 Temperatura de carcasa y radiación de calor.**

El generador esta diseñado para operar con temperaturas de entrada de aire desde -65°F hasta +140°F (-54°C hasta +60°C) y a un a temperatura ambiente desde -20°F hasta +140°F.

El generador de gas va dentro de un encerramiento con el propósito de protegerlo del medio ambiente y aislar al personal de las radiaciones de calor y ruido producidas por él. El calor liberado es por radiación y convección de las superficies calientes y escapes de aire a alta temperatura.

**Figura 11. Rechazo de calor en la LPT.**

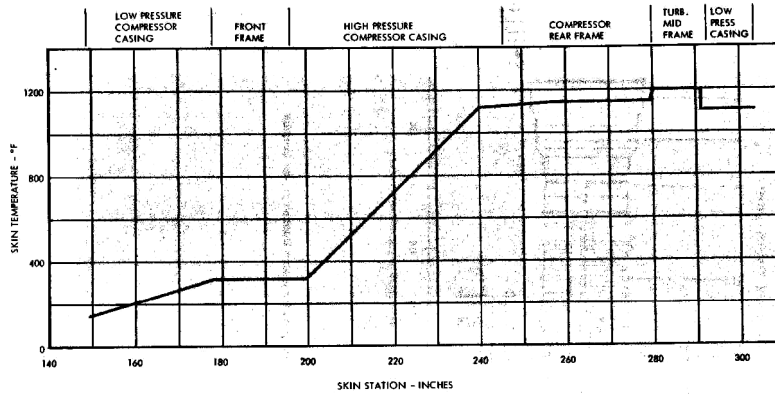


Fuente: General electric (GE)

La figura 11. Indica la temperatura de piel en los marcos y carcasas a tres diferentes valores de flujo de calor en una máquina que opera a una temperatura ambiente de 59°F (15°C). También se indica el flujo de aire de enfriamiento estimado para la carcasa de la LPT y el manifold de vapor.

Se requiere un suficiente flujo de aire de enfriamiento para limitar la temperatura de carcasa del generador de gas en o por debajo de valores que muestra la siguiente gráfica.

**Figura 12. Temperatura de carcasa.**



Fuente: Ecopetrol S.A.

El aire de enfriamiento debe ser distribuido uniformemente alrededor del generador de gas  $\pm 50^{\circ}\text{F}$  para evitar que se distorsione (ver tabla). Esto aplica durante la operación normal de la máquina y después de cada disparo. Se debe evitar el impacto directo de corrientes de enfriamiento forzado sobre la carcasa. La emisividad de las superficies de carcasa del generador de gas es de 0.75 aproximadamente.

Normalmente un flujo de aire secundario de 10 a 15 % es suficiente para mantener fresco el generador de gas. El flujo de los ventiladores del encerramiento de la turbina es de 60.000 y el aire primario (combustión y enfriamiento interno) de 275.000 scfm. La cantidad exacta es una función de la velocidad del aire sobre la máquina y las características de radiación de las paredes del encerramiento. El aire de entrada es de la misma calidad del utilizado en la combustión.

## 2.2 Conformación de la turbina LM5000 de General Electric

Tomando en cuenta los diferentes flujos de energías que se involucran en el sistema conocido como generador de gas es importante conocer como este

arreglo de subsistemas (compresores, turbinas y combustor) interactúa para obtener como resultado final energía mecánica que acoplada termodinámicamente a una turbina de potencia que a su vez está acoplada por medio de un eje a un generador eléctrico se logra el producto, que en este caso no es más que energía eléctrica.

Con base en lo anterior que es la visión macro energética del proceso de conversión de energías, se puede explicar el funcionamiento del sistema generador de gas de la siguiente forma:

El combustible que se usa como energético primario puede ser gas natural o ACPM, este se quema en una cámara de combustión presurizada en presencia de aire suministrado por dos compresores. El gas de combustión se expande al pasar a través de las turbinas, las cuales accionan los compresores y a un generador de energía eléctrica. La mayoría de las turbinas de gas, especialmente las utilizadas en la industria, constan de un solo eje con el cual se mueve el compresor de aire y la turbina. Sin embargo, es posible obtener equipos con ejes separados o concéntricos, una de las cuales mueve el compresor y la otra proporciona la fuerza motriz al generador.

Nuevamente, el generador de gas LM5000 es una máquina que utiliza la energía primaria proveniente de la quema de un combustible que puede ser gas natural o ACPM. Este combustible se mezcla con aire comprimido en la cámara de combustión y se ignita. La energía de los gases de combustión producidos en su interior impulsan las 2 etapas de la turbina de alta presión la cual va acoplada al compresor de alta presión. Los gases continúan su recorrido por la LPT que está unida al LPC. El generador de gas utiliza una gran parte (55%-65%) de la energía total producida en él para comprimir el aire y la energía térmica remanente impulsa el conjunto formado por la turbina de potencia y el generador eléctrico.

### 2.2.1 Componentes de la turbina de gas LM5000

La turbina de gas es una unidad de doble rotor que consta de una sección de entrada de aire, un compresor de baja presión de 5 etapas (LPC); un compresor de alta presión de 14 etapas (HPC), de las cuales 6 son de geometría variable; un combustor (Swirl Cup Combustion); una turbina de alta presión de dos etapas enfriadas con aire (HPT), una turbina de baja presión de una sola etapa (LPT), una caja de engranajes (Accesory Drive Gearbox), controles y accesorios.

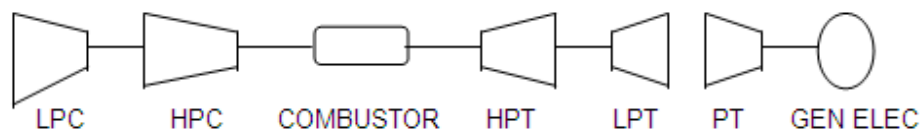
**Figura 13. Turbina LM5000 GE en el container**



Fuente: Ecopetrol S.A.

El generador de gas LM 5000 está compuesto por el siguiente arreglo de subsistemas o partes:

**Figura 14. Arreglo de la turbina de gas por componentes**



Fuente: El autor.

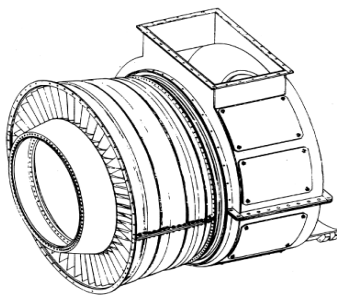
Los compresores de flujo axial son máquinas de alta velocidad, de una capacidad relativamente constante y cuya descarga depende en buena parte de la velocidad del eje que los impulsa

El LPC es conducido por la LPT a través de un eje concéntrico (concentric drive shaft) formando el rotor de baja presión. El rotor de alta presión esta formado por el HPC el cual es impulsado por la turbina de alta presión HPT. Se puede decir entonces que el rotor del LPC pasa a través del rotor del HPC y giran a diferentes velocidades. El “core” de alta presión lo conforman las secciones del HPC, el combustor y la HPT.

### **2.2.1.1 Compresor de baja presión (LPC)**

Es un compresor de flujo axial de 5 etapas de geometría fija. El fluido de trabajo es aire a condiciones normales de presión (14.7 Psi) y temperatura (80 °F) este fluido es tomado del plenum y viene filtrado este proceso se lleva a cabo en la casa de filtros<sup>1</sup>.

***Figura 15. Compresor de baja presión***



Fuente: Ecopetrol S.A.

---

<sup>1</sup> Casa filtros es una casa en la parte superior del bellmouth en la cual el aire es liberado de impurezas al entrar, primero pasa a través de unos filtros inerciales los cuales por la acción de unos extractores sacan toda clase de insectos y basura, posteriormente el aire pasa a través de unos filtros de tela con un tamaño de partícula definido, el cual filtra el aire que va a ser usado en el proceso de compresión.

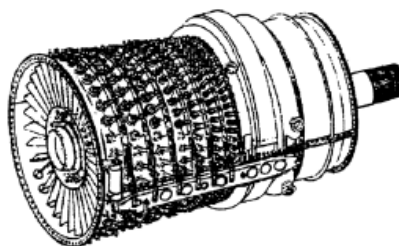
Al final de la compresión en el compresor de baja presión se encuentran las válvulas de sangrado, las cuales se encargan de abrir o cerrar el paso del aire hacia el compresor de alta presión ya que el volumen de aire que ingresa por el compresor de baja es mucho mayor del que se necesita para el compresor de alta. Este aire residual, es expulsado por medio de las válvulas de sangrado hacia el exterior del compartimiento de la turbina.

### **2.2.1.2 Compresor de alta presión (HPC)**

Es un compresor de flujo axial de 14 etapas, 6 de geometría variable y 8 de geometría fija.

El fluido de trabajo es aire comprimido en LPC, este fluido entra al compresor de alta a una presión aproximada de 20 psi y una temperatura de 275 °F. Y sale del proceso de compresión a una presión de aproximadamente de 285 psi y a una temperatura de 1047 °F.

***Figura 16. Compresor de alta presión***



Fuente: Ecopetrol S.A.

### **2.2.1.3 Cámara de Combustión (CC)**

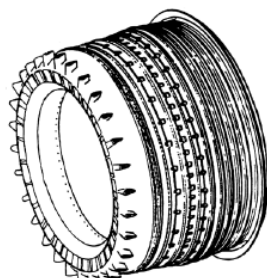
La cámara de combustión es de tipo anular y con posibilidad de hacer combustión con dos tipos diferentes de combustible bien sea gas natural o ACPM.

Al combustor entra aire de salida que viene de HPC y se le inyecta gas natural en forma de spray por las 30 boquillas que forman el manifold de gas convirtiéndose esto en una mezcla. Al existir ignición o chispa la mezcla empieza a quemarse alcanzando en el interior de la cámara una temperatura de 3200 °F, para estabilizar u homogeneizar temperatura interna en el combustor posee unos orificios de refrigeración por donde entra el 80% del aire comprimido y el 20% se usa en el proceso de combustión, este aire de refrigeración y expansión también tiene como objetivo bajar la temperatura de los gases de combustión para permitirles la entrada a HPT ya que estos a altas temperaturas puedan dañar los materiales con que esta construida HPT

Por lo tanto la temperatura de salida de gases del Combustor es de 2100 °F.

Con la combustión los gases salen a gran velocidad de esta energía desarrollada, las turbinas de HPT y LPT toman el 65% de esta energía y el 35% es transmitida a la PT (3 Etapas) y esta energía mecánica por medio del acople flexible al generador es convertida en energía eléctrica.

***Figura 17. Combustor de tipo anular***



Fuente: Ecopetrol S.A.

#### **2.2.1.4 Turbina de Alta Presión (HPT)**

Es un expansor de fluido, consta de dos etapas de expansión, la turbina es refrigerada por aire.

La temperatura del flujo de gas a la entrada de la turbina es de 2100°F a una presión aproximada de 370 psi en esta etapa del proceso lo que se espera es que el flujo realice trabajo sobre la turbina convirtiendo este en movimiento y así el flujo pierde temperatura y presión por lo tanto a la salida de la turbina el flujo de gas lleva una temperatura de 1445°F a una presión de 74 psi.

#### **2.2.1.5 Turbina de Baja Presión (LPT)**

Es un expansor de fluido, consta de una etapa de expansión, la turbina es refrigerada por aire.

En esta etapa del proceso se presenta el mismo efecto del flujo sobre la turbina y también se espera que continúe bajando la presión y temperatura del flujo de gas, además esta turbina esta refrigerada por aire de sangrado de la 8 etapa del compresor de alta presión, las condiciones termodinámicas con que entra el flujo son las mismas con las que sale de HPT.

#### **2.2.1.6 Turbina de potencia**

La turbina de potencia es un componente aparte del generador de gases LM5000 y su función es la de expandir los gases de salida de la turbina de baja y la energía transformada en movimiento es llevada directamente al generador eléctrico.

La turbina de potencia esta compuesta por 3 alabes móviles.

Esta turbina no esta acoplada mecánicamente al generador de gases, sino que se mueve por la energía de los gases de salida de la turbina de baja y su movimiento

está controlado para que gire a 3600 rpm ya que el generador eléctrico es de dos polos y para generar a 60 Hz se necesita una velocidad de 3600 rpm.

#### **2.2.1.7 HRSG (Heat recovery steam generator)**

La caldera HRSG es un generador de vapor por medio de la recuperación de calor proveniente de los gases exhostos de combustión del turbogenerador (aprovecha la energía de los gases calientes), es del tipo Acuatubular y tiene una capacidad aproximada de generación de 114.000 lb/hr de vapor, esta compuesta de cuatro módulos que son el desaireador con su respectiva caldera, el economizador, la caldera de baja presión LP con su respectivo sobrecalentador y la caldera de alta presión HP con su respectivo sobrecalentador.

***Figura 18. Fotografía de la unidad recuperadora HRSG***



Fuente: Ecopetrol S.A.

El funcionamiento inicia en el suministro de agua desmineralizada que es bombeada a la parte superior del desaireador por medio de las bombas make-up. Cuando el agua llega al desaireador, este la expande por medio de una esponja, para obtener una mayor superficie de contacto con el vapor que es inyectado a la cámara para retirar la mayor parte de oxígeno disuelto en el agua.

Después de este proceso, el agua es conducida al domo inferior de la DEA boiler, allí por convección natural el agua va ascendiendo por la tubería hasta el domo superior de la DEA boiler y desde aquí es bombeada por medio de las bombas feedwater (bombas de alimentación) al economizador, allí el agua es calentada hasta unos 381°F.

Cuando el agua sale del economizador esta tiene dos opciones de suministro:

Suministro a LP boiler

Suministro a HP boiler

Este suministro está controlado por válvulas que ramifican el flujo a 35100 lb/hr para LP y 71300 lb/hr para HP. Adicionalmente se suministran químicos a la caldera como eliminox que es un secuestrante de oxígeno y otros dispersantes denominados Nalco 7220 y Nalco 7208.

En LP boiler el agua es calentada hasta producir vapor saturado a 404°F @ 244 psig, posteriormente el vapor saturado es conducido al sobrecalentador LP el cual eleva la temperatura del vapor a 510°F el cual es vapor sobrecalentado. Luego este vapor sale para ser inyectado al generador de gases.

En HP boiler el agua es calentada hasta producir vapor saturado a 495°F @ 632 psig, posteriormente el vapor saturado es conducido al sobrecalentador HP el cual

eleva la temperatura del vapor a 595°F el cual es vapor sobrecalentado. Luego este vapor sale para ser inyectado al generador de gases.

#### **2.2.1.7.1 Componentes**

- Desaireador: donde se recibe el agua de reposición o Make – Up proveniente de la planta de tratamiento a través de las respectivas bombas y se le realiza el proceso de remoción del oxígeno y gases solubles inyectando vapor saturado proveniente de la caldera de baja presión a 20 psig allí por medio de unos rociadores se permite que el agua este en contacto con el vapor llegando a su temperatura de saturación disminuyendo la solubilidad del oxígeno y otros gases llegando a remover hasta el 98% de ellos, el resto de la remoción se realiza por medio de tratamiento químico. A través de la caldera del desaireador se realiza una transferencia de calor por convección produciéndose una recirculación natural que homogeniza la temperatura, entregando el flujo a 250°F: cuenta con una matriz de tubos de 6 en la dirección del flujo por 30 en la dirección transversal.
- Economizador HP/LP: donde se realiza un precalentamiento del agua de alimentación a las calderas LP y HP previamente desmineralizada y desaireada, posee una matriz de tubos de 4 en la dirección de flujo por 30 en la dirección transversal, dispuestos en dos cabezales (15 C/U), entregando el agua a 381°F.
- Caldera de Baja LP: que produce vapor saturado a 244 psig a un flujo normal de 32.100 lb/h, posee una matriz de tubos de 11 en la dirección de flujo por 30 en dirección transversal. Tiene su respectivo sobrecalentador LPS donde el vapor saturado se lleva a 510°F posee una matriz de tubos de 2 en la dirección de flujo por 30 en la dirección transversal.
- Caldera de Alta: que produce vapor saturado a 626 psig a un flujo normal de 67.700 lb/ h posee una matriz de tubos de 13 en la dirección de flujo por 30 en

dirección transversal. Tiene su respectivo sobrecalentador HPS donde el vapor se lleva a 595°F posee una matriz de tubos de 1 en la dirección de flujo por 30 en la dirección transversal.

El lado caliente es común para todas las secciones y maneja los gases calientes provenientes del turbogenerador a través de una compuerta, denominada Diverter damper, que permite o no el paso de estos gases, cuya temperatura es aproximadamente 760 °F hacia la caldera para producir vapor que puede usarse para operar la turbina en ciclo STIG.

#### **2.2.1.8 El generador eléctrico**

El generador eléctrico convierte la energía termodinámica en energía eléctrica aprovechando los gases de combustión producidos en la turbina de gas LM5000 para girar el rotor del generador en el cual va instalado un campo de corriente DC. La rotación del flujo de corriente DC en el campo del generador reacciona con los devanados del estator y, debido al principio de inducción se genera una tensión trifásica.

El generador desarrolla potencia eléctrica de la siguiente manera:

- El alternador de magneto permanente proporciona una corriente alterna monofásica al regulador de voltaje del sistema de control de excitación.
- El regulador de voltaje modula el flujo de corriente a través del devanado del campo de excitación estacionario.
- El flujo magnético desarrollado por el flujo de corriente a través del devanado del campo de excitación induce corriente alterna en las tres fases del rotor de la excitación.

- La corriente alterna trifásica del devanado del rotor de la excitación es rectificado en el puente de diodos rectificadores.
- La corriente DC resultante pasa a través del alambrado del campo principal del rotor cilíndrico del generador, induciendo un voltaje de corriente AC en la fase de salida del estator del generador.

Un generador bipolar debe tener su campo magnético rotando a 3600 RPM. para que produzca electricidad a 60 ciclos. El número completo de ciclos por segundo es llamado frecuencia. Un generador con mas de dos polos en el campo principal operaria a una velocidad más baja. Como ejemplo, un generador de cuatro polos operaría a 1800 RPM. para producir 60 ciclos de energía eléctrica.

El generador eléctrico tiene un campo rotacional de dos polos, el campo es un electroimán, y la fuerza del campo magnético puede ser cambiada variando el flujo de corriente en el conductor alrededor del núcleo del rotor.

#### **2.2.1.8.1 Descripción del generador TG-2961**

Es un generador sincrónico bipolar fabricado por la Brush Electric Machines Ltd., de rotor cilíndrico montado en dos chumaceras, diseñado con un capacidad nominal de 54.9 MW a 13.8 KV y 60 Hertz a velocidad sincrónica de 3600 RPM. Es una máquina de circuito abierto y enfriada por aire que lleva ensamblada una excitación sin escobillas (Brushless) rotativa la cual va montada sobre el extremo opuesto al acople del generador. La excitación incluye el campo o rotor de excitación, el devanado del estator de la excitación, el puente rectificador y el alternador de magneto permanente.

**Tabla 2. Data Sheet del Generador BRUSH.**

Frame	BDAX 7-290ER
Rating	68750 KVA
Factor de Potencia	0.8
Voltios	13800
Amps	2876
Voltaje Exc	189
Amps Exc	959
Frecuencia	60 Hz

Fuente: Ecopetrol S.A.

### **3. FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA**

#### **3.1 Características del aire de combustión**

El sistema de filtración de aire de entrada al generador de gas debe ser de tal forma que el material sólido no exceda 0.2 granos por 1000 pies cúbicos estándar de aire (0.05 gramos por 100 metros cúbicos) y la distribución de densidad y tamaño debe no ser mayor del 5% del peso de las partículas sólidas, más o menos 10 micrones la más grande en tamaño.

El aire de entrada contiene sal u otros elementos corrosivos que tienen un efecto devastador sobre el generador de gas, si se agrega el ambiente poco favorable donde se encuentra la planta por su proximidad al área de calderas y torres enfriadoras. De allí que el programa de lavados se debe cumplir con rigor. Para el control de la corrosión se debe analizar el contenido de sodio, magnesio, potasio, vanadio y plomo, por peso no debe ser menor de 0,002 PPM o mayor de 0.01 PPM.

Una de las características del plenum de entrada es la capacidad de manejar flujos de aire hasta 350 lb/seg los cuales dependen del nivel máximo de potencia de la máquina y las condiciones del medio ambiente. El aire suministrado a la entrada del generador de gas debe estar libre de pulsaciones y mantener uniformes los perfiles de presión, velocidad y temperatura.

**Figura 19. Sección de entrada de aire**



Fuente: El autor.

La caída de temperatura del aire debido al incremento de la velocidad impartida en él al cruzar por el bellmouth es de 25°F aproximadamente. En climas fríos puede incluso presentarse congelamiento, lo que puede provocar pérdida de eficiencia de la máquina, taponamiento en los conductos de presurización, lubricación, sellos, etc. En climas muy fríos utilizan calentamiento a la entrada del aire, que muchas veces proviene de los gases exhostos. Por el contrario, en climas cálidos, para mejorar el desempeño de la máquina utilizan Chillers para su enfriamiento.

De acuerdo a las condiciones climáticas se comercian los diferentes modelos de turbinas a gas, por ejemplo el modelo GE es para altitudes a nivel del mar, en su diseño se considera la presión barométrica para calcular la presión máxima de descarga del compresor.

El generador de gas LM5000 está diseñado para operar con temperaturas de entrada de aire desde -65 °F hasta +140 °F (-54 °C hasta +60 °C) y a una temperatura ambiente desde -20 °F hasta +140 °F.

La carga máxima impresa en placa de ambos, turbina y generador eléctrico, es de 54.5MW. Para un clima como el nuestro y sin los Chillers se contempla obtener 36MW (con STIG) y 26 MW (ciclo seco).

### **3.1.1 Características del flujo de aire de combustión**

El aire entra al generador de gas por el Bellmouth a presión atmosférica, fluye por la sección del compresor de baja presión (LPC) donde es comprimido a una relación de presión aproximada de 2.5 a 1. Luego atraviesa el marco frontal del compresor y pasa a la sección del compresor de alta presión (HPC) donde la relación de compresión es de 12 a 1. Las puertas de sangrado VBV (Variable Bleed Valves) que se encuentran entre el LPC y el HPC regulan el flujo de aire que entra al HPC a velocidad Idle y a bajas cargas. Por diseño deberían cerrar por completo cuando la máquina alcance aproximadamente el 65% del nivel máximo de potencia.

NOTA: La velocidad Idle (7050 RPM), en el proceso de arrancada se utiliza para el calentamiento de la máquina, en este punto ya no requiere la asistencia del arrancador hidráulico y el generador eléctrico se encuentra por fuera de la velocidad de sincronismo, escasamente llega a 1900 RPM. En los 5 minutos de su duración se aprovecha para revisar el comportamiento de la turbina y los equipos auxiliares.

El flujo de aire que cruza el HPC es controlado por las primeras 6 etapas de estatores que son de geometría variable. Estos estatores cambian el grado de inclinación de los vanes de acuerdo a los movimientos de carga. El primer grupo de vanes de estator variable que encuentra el aire en su camino hacia el HPC son los IGV (Inlet Guide Vanes), los cuales guían la entrada del aire. A estos les siguen las VSV o vanes del estator variable. Los IGV forman la etapa cero (0) y las VSV de la etapa 1 a la 5.

El cambio de angularidad de los vanes le permite a la máquina una operación más eficiente en un amplio rango de velocidades. Una descripción más detallada del

funcionamiento del sistema de las VBV, VSV y el VG Control se explica más adelante.

Después de dejar la sección del HPC el aire comprimido entra a la sección de combustión en el CRF. Una parte del aire es guiado al combustor anular donde se mezcla con el gas natural o el ACPM que entra a la cámara de combustión a través de las 30 boquillas.

Cuando la mezcla aire-combustible es ignitada, la combustión de esta mezcla es auto-sostenida permitiendo al sistema de bujías apagarse. Un 18% del flujo total de aire primario se utiliza en la combustión, (50.000 SCFM aproximadamente) El aire que no se requiere en la combustión se utiliza como enfriamiento de la misma sección de combustión y de los alabes de la 1era etapa de la HPT.

Los gases calientes salen de esta sección a través de la HPT la cual impulsa al HPC y luego a través de la LPT que mueve al LPC. La energía remanente en el gas exhosto es usado para accionar la turbina de potencia acoplada aerodinámicamente.

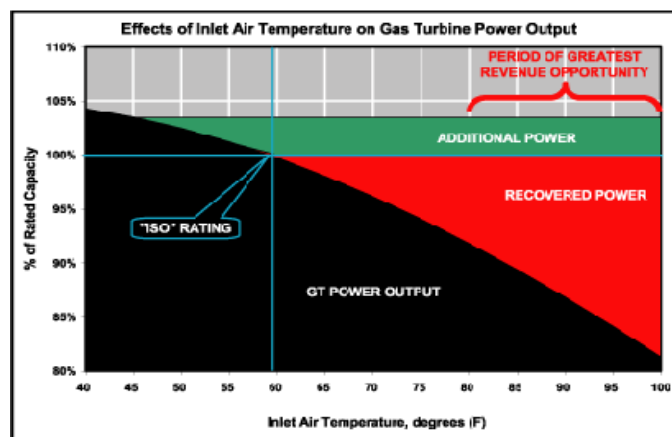
Por último, los gases que exhosta la PT salen por la voluta de escape hacia una zona de transición donde puede obligarse a salir hacia la atmósfera, o bien, hacia la URRCR.

### **3.1.2 Importancia del flujo y temperatura del aire en el rendimiento de las turbinas de gas**

El rendimiento de una turbina de gas cambiará dependiendo de cualquier modificación que sufra el flujo másico de aire de entrada a la turbina. Así, existirán factores de corrección que consideren estas variaciones, producto de una mayor temperatura ambiente, altura sobre el nivel del mar, etc.

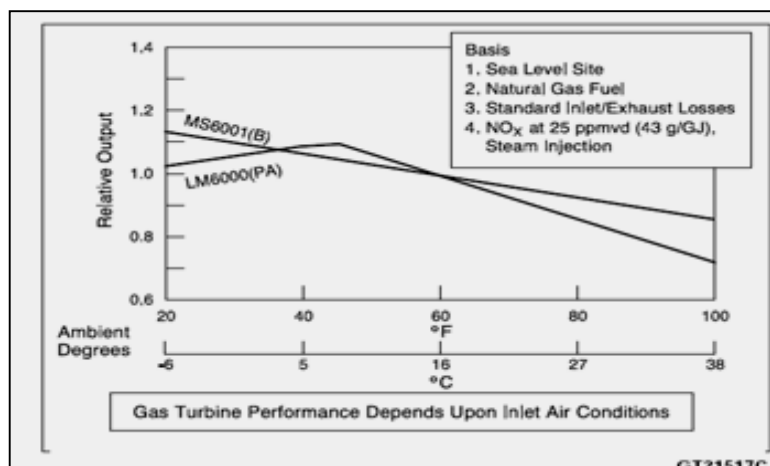
Un método para elevar el rendimiento de la turbina del sistema abierto es conseguir disminuir la temperatura del aire de entrada (mayor flujo másico) al compresor, lo cual se puede lograr, por ejemplo, mediante Chillers o Evaporative Coolers (ver figuras 37-42) estos además disminuyen la humedad del aire.

**Figura 20. Efectos del aire de entrada en la curva de producción Vs. Temperatura**



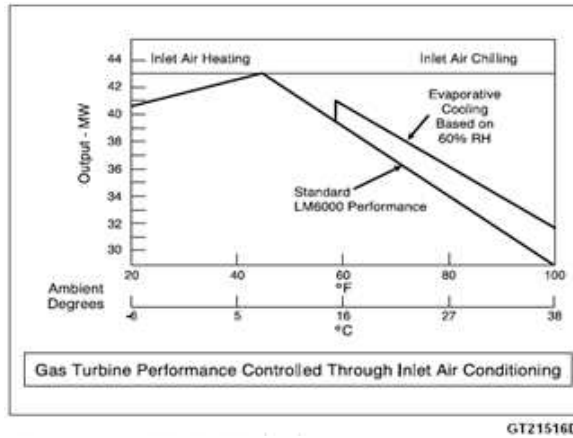
Fuente: TAS Corporation

**Figura 21. Características de desempeño Vs. Temperatura ambiente**



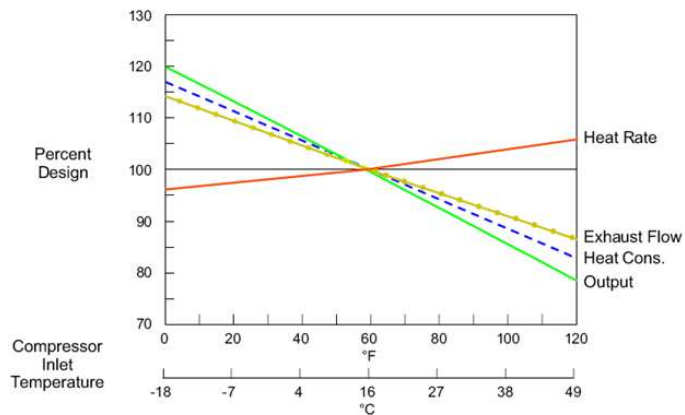
Fuente: TAS Corporation.

**Figura 22. Rendimiento controlado de la Turbina de Gas LM6000 PA**



Fuente: TAS Corporation.

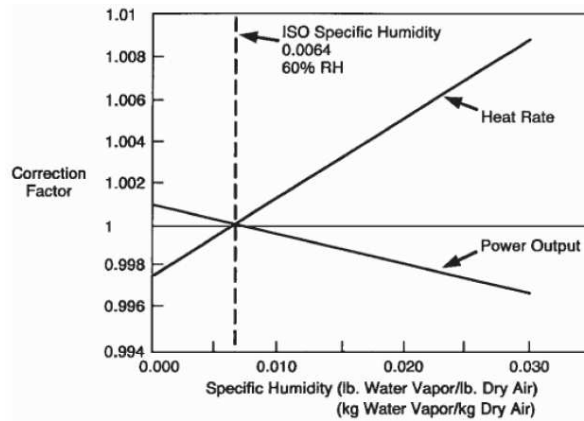
**Figura 23. Efecto de la temperatura ambiente**



Fuente: TAS Corporation.

El aire húmedo, que es menos denso que el aire seco, por lo tanto también afecta a la producción y transferencia de calor dentro del proceso que efectúa la máquina.

**Figura 24. Curva que muestra el efecto de la humedad**



Fuente: Ecopetrol S.A.

Es importante especificar las propiedades del aire dentro de todos los análisis e hipótesis que se realizan a fin de estandarizar cálculos y establecer parámetros de comparación de sistemas adicionales a instalar en el conjunto de la turbina de gas.

**Tabla 3. Propiedades del aire**

	ALTITU D (ft)	DBT (°F)	WBT (°F)	Relative Humidity %	Humidity Ratio Gr(water)/l b (dry air)
<b>ISO</b>	0	59.00	51.47	60.00	44.41
<b>BCABJA</b>	416	104.00	96.00	74.78	255.49

Fuente: Instituto Colombiano del petróleo (ICP).

## **4. TECNOLOGIA DEL ENFRIAMIENTO DEL AIRE EN LA ENTRADA DE LA TURBINA LM 5000 DE LA GE**

### **4.1 Filosofía del enfriamiento**

Las turbinas de gas normalmente operan a lo menos el 80% de su capacidad nominal en los días calurosos, debido a la densidad del aire más bajas y temperaturas más altas.

El enfriamiento del aire de entrada ayuda a compensar la diferencia al aumentar el flujo de masa de aire a través de la turbina y por el enfriamiento del aire, que reduce el trabajo de compresión.

### **4.2 Tecnologías aplicadas, caso Turbine Inlet Cooling (TIC)**

Turbine Inlet Cooling (TIC) se define como el pre-enfriamiento del aire de entrada a una turbina de combustión o turbina de gas desde la temperatura ambiente hasta una temperatura más baja y es un método ampliamente utilizado en plantas con turbinas de gas, que actualmente esta implementado en :

- Turbinas de gas nuevas y existentes
- En plantas con CT en ciclo simple y ciclo combinado.
- En plantas eléctricas cogeneradoras.

Las características de este sistema son:

- Maquinas de volumen constante.
- A mayor temperatura del aire, la densidad del aire es menor; así que el flujo másico de la Corriente de aire aumenta y la potencia de salida aumenta.
- El enfriamiento del aire de entrada incrementa la potencia de salida de las CTs (95 °F to 45 °F = 20-30% de incremento o más).

- También mejora el fuel heat rate (5-10% aprox).
- La tecnología TIC se representa en enfriadores con evaporación, chillers, torres de enfriamiento, etc.

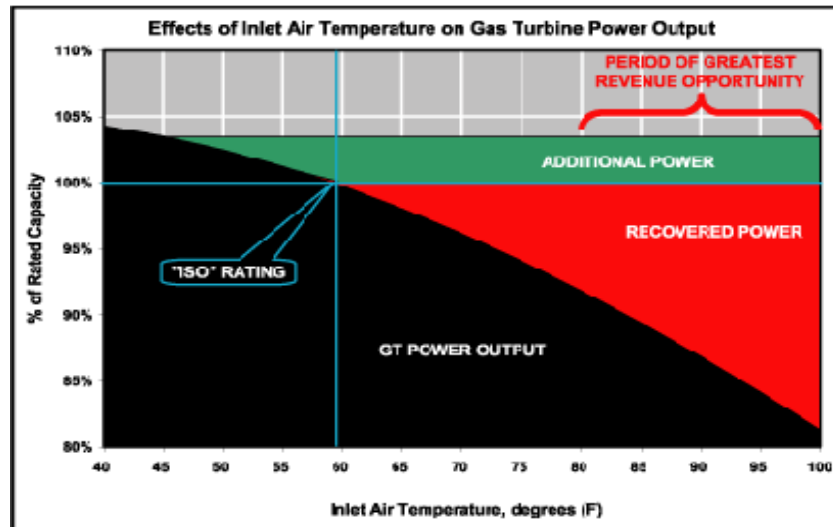
### **4.3 El enfriamiento estandarizado**

Los ingenieros de sistemas de turbinas de aire en Houston han desarrollado sistemas de refrigeración que utilizan los mismos principios que los grandes sistemas de HVAC (heating ventilation air conditioning) para refrescar el aire de admisión y aumentar la eficiencia de las turbinas de gas. De hecho, estos sistemas de refrigeración de aire de entrada incorporan el gran tonelaje de los sistemas de refrigeración centrífuga Trane, utilizados en los procesos y aplicaciones de HVAC de todo el mundo.

Tom Pierson, un ingeniero químico y presidente de los Sistemas de turbina de aire, refrigeradores empezó a adaptar en la tecnología Trane utilizada en el proceso de refrigeración motores de turbina de servicios de entrada de gas en la década de 1980 cuando dirigió la división industrial de Trane en Houston. A mediados de la década, Pierson había comenzado el diseño y la comercialización de los enfriadores en Houston y para el armador de turbinas Stewart & Stevenson. Estos refrigeradores fueron utilizados en las turbinas de gas LM5000, en California.

"Cuando el LM6000 salió en 1992-93, la entrada de refrigeración tuvo gran auge debido a su alto poder contra la curva de temperatura", menciona Pierson. "Por ejemplo, el LM6000 ganó cerca de un uno por ciento de la producción de energía por la disminución de 1.45°F en la temperatura de entrada, de modo que un operador de estas turbinas fácilmente podría ganar alrededor del 30 por ciento de la capacidad en un día caluroso cuando el poder está en la demanda máxima y tiene el valor más alto. "

**Figura 25. Efectos del aire de entrada en el poder de salida de la turbina de gas**



Fuente: TAS Corporation

A finales de 1990, el enfriamiento de entrada se hizo más popular, creando la necesidad de una solución menos costosa, en envases previos que podrían ser montados en un chiller y se instalaban con ingeniería de campo mínima. Además, se necesitaron grandes enfriadores para dar cabida a la utilidad de nuevas turbinas de gas de alta potencia, tales como las unidades F de GE (general electric). Pierson y miembros de su equipo industrial formaron Turbine Air Systems (TAS), que proporcionaba una única fuente para el diseño de refrigeración y fabricación de este tipo de sistemas.

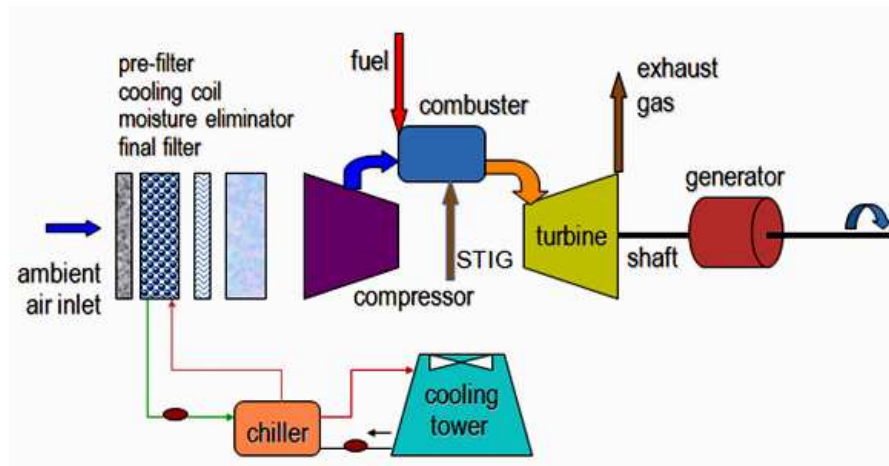
La tecnología del chiller se basaba en una máquina, equipada con cámaras de refrigeración, 100 por ciento redundantes con bombas de agua refrigerada, y las bombas de la torre de refrigeración conectadas a los centros de control del motor. El sistema incorpora controles de microprocesador que responden a los sensores de temperatura y un controlador de planta central que comunica con el sistema de control digital de la central eléctrica. Este conjunto permite al operador de la turbina supervisar los sitios remotos desde una ubicación única a través de

módem o de comunicaciones por Internet. El conjunto que conforma el chiller entero está encerrado, el clima controlado, y equipado con grúas con recirculación para facilitar el mantenimiento.

#### 4.4 Funcionamiento interno de los chillers

La operación de los chillers dentro del esquema de operación de la turbina de gas es el siguiente:

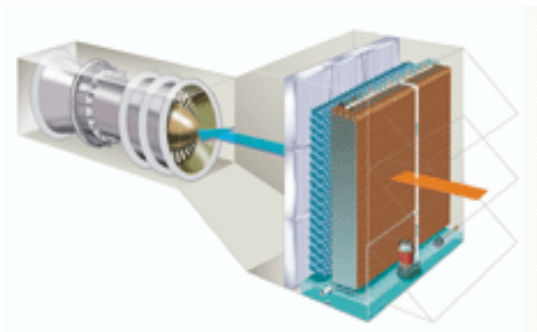
**Figura 26. Operación de los chillers dentro del sistema de trabajo de la turbina de gas**



Fuente: El autor.

A manera de corte transversal se puede identificar de la siguiente manera:

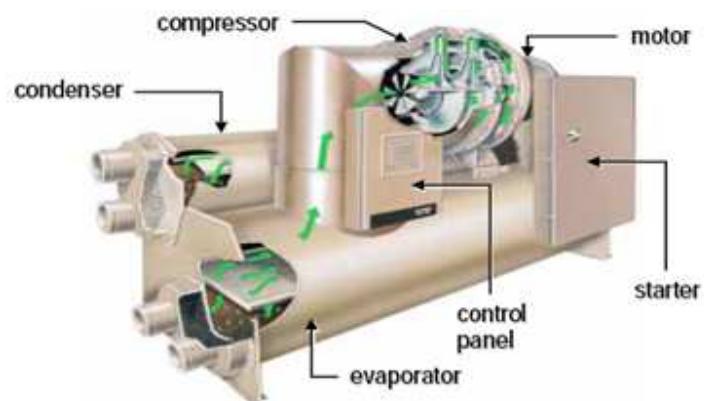
**Figura 27. Enfriamiento del aire antes de la entrada a la turbina**



Fuente: TRANE

Al igual que sus homólogos en los edificios de oficinas, fábricas y escuelas, el aire introducido a este tipo de turbinas usa un compresor centrífugo para comprimir y enfriar el refrigerante R-123. El refrigerante se expande para enfriar un fluido secundario-agua que se bombea a un intercambiador de calor de tubos con aletas montado en el filtro de entrada de la turbina. El intercambiador de calor sirve como un serpentín de refrigeración, reduciendo la temperatura del aire de entrada de suministro de la turbina a la gama de 45°F a 50 °F durante los meses de verano.

**Figura 28. Componentes del chiller**



*Fuente: TRANE*

Este particular enfriador de agua centrífuga hace uso de un evaporador de tubos y carcasa, donde el refrigerante absorbe el calor del agua que fluye a través de los tubos. El compresor está compuesto de 1 o más impellers centrífugos.

Un segundo intercambiador de calor de carcasa y de tubo actúa como condensador refrigerado por agua, donde el refrigerante se condensa en el interior del escudo o carcasa y las corrientes de agua fluyen dentro de los tubos.

El refrigerante se mide y controla a través del sistema usando un dispositivo de expansión, como una platina de orificio fija. Un economizador se puede utilizar para mejorar la eficiencia de un enfriador con varios impulsores o impellers en el compresor. Un panel de control también es provisto en el chiller y un arrancador es instalado o situado de forma remota.

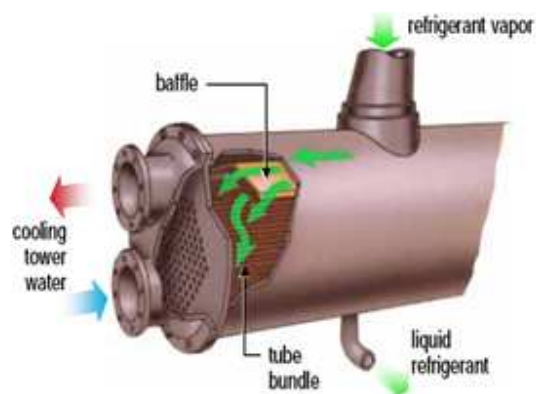
**Figura 29. Compresor del chiller.**



Fuente: TRANE

El compresor centrífugo utiliza el principio de la compresión dinámica, que implica la conversión de la energía de una forma a otra, para aumentar la presión y la temperatura del refrigerante. Se convierte la energía cinética en energía estática.

**Figura 30. Condensador del chiller**



Fuente: TRANE

El vapor de alta presión del refrigerante es descargado desde el compresor en un intercambiador de calor que actúa como un condensador.

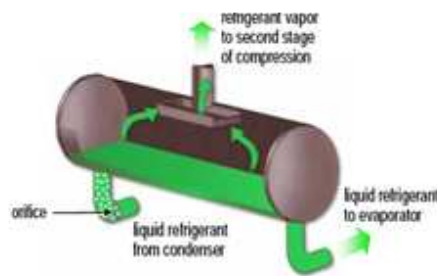
En este condensador refrigerado por agua, el agua es bombeada a través de los tubos del casco y el intercambiador de calor de tubo, mientras que el vapor de refrigerante llena el espacio del casco que rodea el haz de tubos y un baffle en el interior del condensador ayuda a distribuir el refrigerante de manera uniforme. Igual que las transferencias de calor desde el área caliente, funciona el vapor

de alta presión del refrigerante hacia el agua y el refrigerante se condensa en las superficies de los tubos.

Los flujos de agua de refrigeración primero pasan a través de los tubos inferiores y luego a través de la parte superior de los tubos. Esto produce una diferencia de temperatura casi constante entre el movimiento descendente de refrigerante y el tubo de la superficie, resultando en una uniforme tasa de transferencia de calor en el haz de tubos.

El refrigerante líquido condensado se acumula en la parte inferior del casco y las corrientes a través de la línea de líquido límite, pasa a los dispositivos de expansión y al economizador.

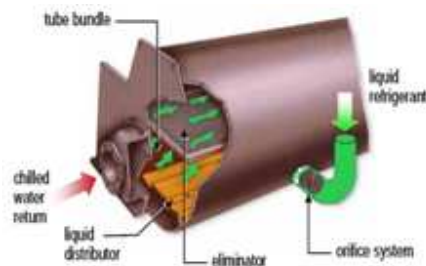
**Figura 31. Economizador del chiller**



Fuente: TRANE

Un economizador se puede utilizar en combinación con múltiples dispositivos de expansión para mejorar la eficiencia de un enfriador o chiller de varias etapas. En un refrigerador con dos fases de compresión, el proceso de expansión se puede dividir en 2 etapas con una cámara economizadora entre ellas.

**Figura 32. Evaporador del chiller**



Fuente: TRANE

En el depósito inundado evaporador de casco y tubos que se muestra, la mezcla a baja presión del vapor refrigerante y el líquido refrigerante entra en el sistema de distribución que recorre toda la longitud del casco. Las pequeñas aberturas y deflectores en el paso de los distribuidores de líquido proporcionan una dispersión del refrigerante sobre la superficie de los tubos dentro del casco del evaporador, donde el refrigerante absorbe el calor del agua relativamente caliente fluyendo a través del haz de tubos.

Esta transferencia de calor hierve el refrigerante líquido en las superficies del tubo, el vapor resultante pasa a través de una eliminadora que impide que el líquido sea arrastrado hacia arriba. El vapor recogido en una cámara grande ubicada en la parte superior del caso se direcciona de nuevo al compresor y finalmente el agua fría puede ser utilizada en una variedad de comodidades o aplicaciones de proceso.

Algunos diseños de refrigeración pueden hacer uso de una expansión directa (DX) del evaporador de casco y de tubo. En este tipo de evaporador, el líquido refrigerante fluye a través de los tubos y el agua llena el casco circundante. Como el calor se transfiere desde el agua hacia el refrigerante, el refrigerante hierve dentro de los tubos y el vapor resultante se direcciona hacia el compresor.

#### **4.5 Instalaciones en el mundo**

Existen instalaciones en EE.UU. que representaron el 72% de la capacidad total y se encuentran en 20 estados y Washington, DC. Las instalaciones fuera de los EE.UU. representaban el 28% de la capacidad total y estaban en 16 países en cuatro continentes.

El porcentaje de instalaciones creció rápidamente durante la década de 1980 y principios de 1990, en los últimos 13 años, la tasa se ha mantenido alto y un promedio de 170.000 toneladas / hora por año. Hay muchos usuarios recurrentes: 12 sistemas de servicios públicos de CC ha instalado TES capacidad en varias fases, mientras que 13 propietarios de los sistemas de CC tiene 63 TES instalaciones en 56 de sus distintos sistemas de CC.

Por ejemplo, en Reedy Creek en Walt Disney World en Lake Buena Vista, cerca de Orlando, Florida, EE.UU, donde un sistema de energía de distrito sirve al mundo de entretenimiento famoso / complejo turístico con calefacción y refrigeración, y la incorporación de generación in situ. El sistema incluye:

- 40 MW de generación de energía en el sitio o refrigeración combinada de calor y electricidad (CCHP), utilizando un ciclo combinado combustión turbina con uno de los 32 MW de turbinas de combustión GE LM5000 y un 8,5 MW-de nuevo la presión de la turbina del generador de vapor.

#### 4.5.1 LFC Power Systems Greenleaf - Cogeneration Plant

**Figura 33. Planta de greenleaf**



*Fuente: LFC Power Systems Greenleaf*

MTSI fue contratada por LFC Sistemas de Potencia de Portland, Oregon, para actuar como ingeniero-arquitecto de 49,5 MW de vapor inyectado a la planta de cogeneración que se construirían junto a la planta de Productores de Sunsweet en Yuba City, California.

MTSI seleccionó una turbina de gas General Electric LM5000 con ciclo STIG, adquiriendo los medios para minimizar las alteraciones que pueda traer los cambios de carga de vapor de la máquina térmica. El vapor inyectado a la turbina de gas puede llegar hasta una producción de 135.000 LPH de la caldera de recuperación de calor, proporcionando un gran impulso en la producción de energía eléctrica.

La caldera de recuperación de calor fue diseñada con la capacidad para abastecer el crecimiento esperado de la demanda máxima de vapor de proceso en Sunsweet, se diseño de hasta 120.000 LPH incluida hasta 13.000 LPH de 150 psi de vapor saturado que es usado para dos chiller de absorción instalados para reducir la temperatura del aire de combustión por debajo de 60 °F.

La inyección de agua más fresca que fabrica aire refrigerado fue seleccionada para permitir a la planta cumplir con su máxima producción eléctrica neta de 49,5 MW a temperaturas ambiente de hasta 115 ° F en el sitio, independiente de la temperatura de bulbo húmedo límites.

#### **4.5.2 TRACTEBEL POWER'S RIPON COGENERATION – California, USA.**

***Figura 34. Planta de Tractebel***



*Fuente: TRACTEBEL POWER'S RIPON COGENERATION*

Ripon Cogeneración. A partir del uso de su turbina a gas LM5000 trabajando a ciclo STIG está recibiendo un 20% en calor generado que está reforzando la potencia de trabajo diaria con la entrada de refrigeración mecánica desde el sistema de refrigeración a partir de chillers instalado.

### **4.5.3 SITHE ENERGIES USA, INC. OXNARD ENERGY FACILITY. Oxnard, California, USA**

Es una Planta de Cogeneración de Ciclo simple que consiste en un único generador de turbina de gas y una caldera de recuperación de calor que suministra de vapor a una máquina frigorífica de amoníaco, su capacidad total es de 48 MW.

La Planta consta de los siguientes sistemas que son controlados a través de DCS. Turbina de gas / Generador (S & S LM5000) - un control limitado para unidad de recuperación de calor del generador de vapor (Vogt), Compresores de gas combustible, Chiller de absorción de amoníaco, Unidad de Auxiliar de Calderas Burner, envío de energía eléctrica y tecnología para realizar balances de sistemas de la planta, como agua de refrigeración, agua de alimentación, consumo de energía en auxiliares mecánicos.

### **4.5.4 Riverside Public Utilities in\_ California, USA**

***Figura 35. Planta de RPU***



*Fuente: Riverside Public Utilities*

La Configuración es de dos turbinas LM6000 de GE de operación con gas natural, cada una con la capacidad de producir 48-MW. Esta planta pico fue construida exclusivamente para servir de energía eléctrica en este pequeño condado. Las emisiones de NOX se limitan a 2.5ppm en ciclo seco. Tiene un enfriador de 3.200t de sistemas de turbinas de aire que también fue instalado desde sus inicios y se utilizan alrededor del 80% del tiempo buscando que la planta este trabajando siempre con buena carga.

#### **4.6 Caso de aplicación estudiado y verificado en campo en pro eléctrica S.A.**

La termoeléctrica denominada PROELECTRICA Y CIA S.C.A., es una empresa privada que realiza su operación o se mantiene operando de acuerdo a una programación de generación eléctrica entregada por el CND (Centro Nacional de despacho), este ente organiza la producción de todas las plantas de generación eléctrica del país, especifica cargas a producir y tiempo de duración de esta producción, para garantizar el suministro eléctrico bajo los estándares de calidad, estabilidad de los diferentes anillos y mantenimiento de la frecuencia de los mismos.

La planta cuenta con dos turbinas de gas GE LM 5000 instaladas por Stewart-Stevenson de las cinco que existen en el país, que fueron adquiridas y montadas entre los años 1992-1993 dentro del proyecto de abastecimiento de equipos de generación eléctrica. Las dos unidades cuentan con sus URGR que proveen la reutilización del vapor generado por la misma turbina para la realización del ciclo STIG en la máquina.

El sistema instalado en PROELECTRICA Y CIA S.C.A. se basa en la tecnología HVAC (heating, ventilating, and air conditioning) usada por la TRANE, involucra el sistema inicial de retirar humedad, mejorar el trabajo y la operación de los equipos al ofrecerles aire más fresco a su entrada.

Estos sistemas son usados en una variedad de procesos de aire acondicionado y aplicaciones de enfriamiento. Su principio de operación es en base al ciclo de refrigeración con compresión de vapor, que varía con el tipo de compresor usado. Reciprocantes y compresores centrífugos son típicos en chillers pequeños, compresores de tornillo son comunes en chillers de tamaño medio y compresores centrífugos comunes en chillers de alta capacidad como los instalados en PROELECTRICA Y CIA S.C.A.

Los chillers centrífugos, pueden ser divididos en dos tipos basándose en el método usado para expulsar calor a la atmosfera: enfriamiento con agua ó enfriamiento con aire, los más usados son los de enfriamiento con agua, que van desde 100 hasta 3000 toneladas de aire enfriado (usados para una generación de 0,350 a 10,5MW) en máquinas donde van prefabricados, y por encima de las 8,500 toneladas (30MW) instalados de manera adicional.

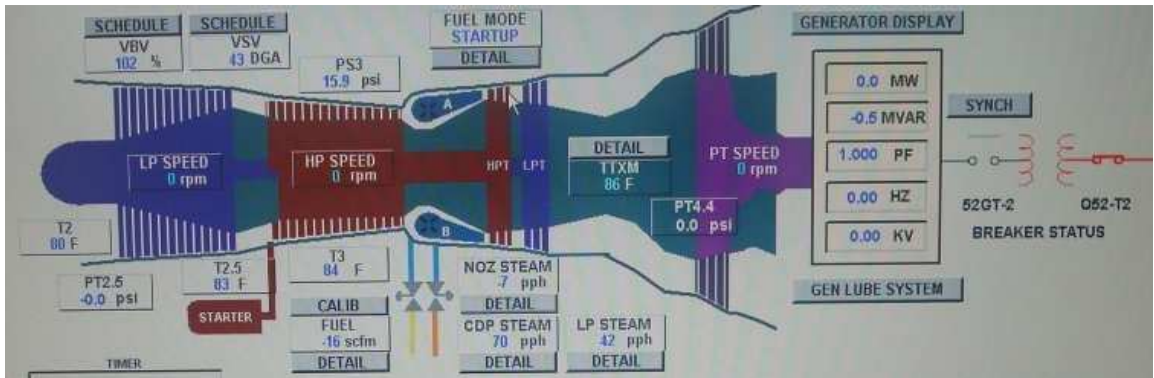
Los chillers de agua centrífugos en particular, instalados en PROELECTRICA Y CIA S.C.A., funcionan con un evaporador cilíndrico donde el refrigerante absorbe calor del flujo de agua a través de los tubos. El compresor esta hecho de uno ó más impulsores centrífugos. Una segunda etapa se da en la sección del intercambiador de calor cilíndrico que funciona como un condensador de agua enfriada, donde el refrigerante es condensado dentro del cilindro y el flujo de agua pasa por los tubos.

Las cámaras de refrigeración instaladas fueron un proyecto desarrollado por Steve Johnson de la TRANE sugerido en 1995, para el cual el Sr. Johnson menciona que el consorcio constructor S & S / GE cometió un gran error al no incluir a las cámaras de refrigeración en los cinco paquetes LM5000 originales.

En esta planta se realizó el acercamiento con el gerente y con mucho gusto accedieron a revisar su funcionamiento buscando observar todos los cambios que hicieron para hacer que la planta se transformará en una planta mucho mejor y más fiable que incluye las cámaras de refrigeración o chillers aplicables la U-2960 donde se quiere implementar la idea.

La LM5000, así como cualquier turbina, producirá más el empuje o la fuerza del aire en la temperatura denominada T2 dejándola más frío y con esta disminución de temperatura se realiza más trabajo internamente, a continuación la ubicación de la T2 dentro de la turbina.

**Figura 36. Esquema de temperaturas dentro de la operación de la turbina**



Fuente: Proeléctrica S.A.

La regla de enfriamiento de este tipo de equipos menciona a raíz de la experiencia que cada 5 grados F del cambio hacia arriba o abajo va a producir 1 MW más o menos, por ejemplo, un día de ambiente donde se tienen 100F en T2 con una temperatura de cocción de 1425F con ciclo Stig completo, digamos que producirá 37 MWh, todo esto si se ejecuta en la turbina LM5000 con las mismas condiciones que las que tiene la instalada en Proeléctrica y las de que tiene Ecopetrol S.A, donde teniendo un buen sistema de refrigeración como el instalado en Cartagena, siendo el único cambio el de T2 que es de 75 grados F, es decir un delta de 25F, se produciràn 5 MWh adicionales en la turbina, es decir 42 MWh si la turbina opera bajo ciclo STIG.

Si la temperatura de T2 se reduce hasta 59/60 grados ambiente, o la condición denominada ISO disminuye , ahora en la misma turbina se producen 8 MWh más que el ejemplo original, o 45 MWh finales.

Si la turbina ha regresado recientemente de reparación se podrían producir mayores niveles de potencia a bajas temperaturas de cocción, donde hay que tener en control las temperaturas internas mayores a 1400 grados F.

#### 4.6.1 Diseño de los equipos requeridos

**Figura 37. Instalación in situ de los chillers**



Fuente: Proeléctrica S.A.

**Figura 38. Conformación del chiller**

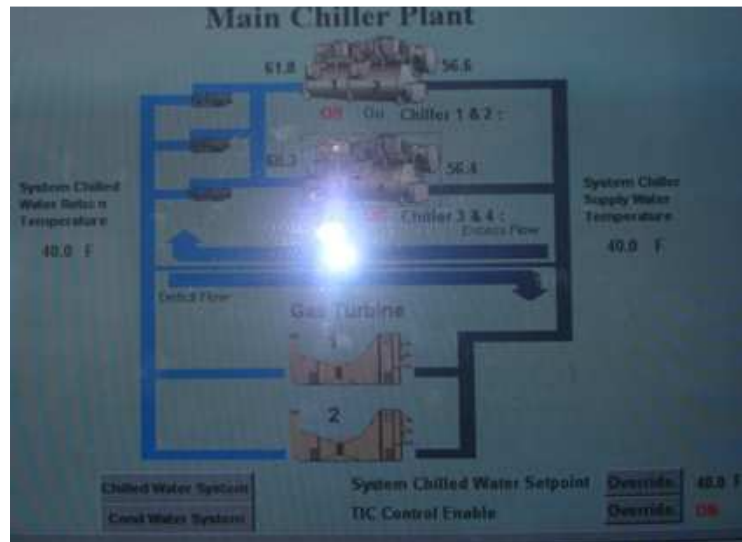


Fuente: Proeléctrica S.A.

El refrigerante es impulsado por el sistema usando un método de expansión similar al de una platina de orificio fija. Un economizador puede ser usado para aumentar la eficiencia del chiller con un compresor de múltiples impulsores. Un

panel de control es suministrado en el chiller al igual que un iniciador que puede ser instalado de manera remota.

**Figura 39. Control del sistema**



Fuente: Proeléctrica S.A.

En PROELECTRICA Y CIA S.C.A existen cuatro equipos instalados, ellos funcionan en dos conjuntos y cada uno de ellos opera asociado a cada una de las turbinas, operan en automático al sensar una carga determinada y una temperatura estándar en T2.

**Figura 40. Tubería de entrada del agua refrigerada**



Fuente: Proeléctrica S.A.

**Figura 41. Entrada a la casa de filtros**



Fuente: Proeléctrica S.A.

**Figura 42. Área de filtros donde se realiza el enfriamiento del aire**



*Fuente: Proeléctrica S.A.*

#### **4.6.2 Verificación del funcionamiento del sistema en PROELECTRICA Y CIA S.C.A.**

En esta parte se realiza un seguimiento en campo y en DCS del trabajo de las turbinas en Proeléctrica, sabiendo que el sistema esta conformado por dos unidades LM5000 que en la mayoría de las veces trabaja independiente, es decir, trabaja una y la otra queda disponible.

Se realiza este seguimiento para comprobar con datos y hechos verídicos la funcionalidad del sistema de chillers implementado en esas turbinas, comprobar cual es el consumo de gas a diferentes cargas, comprobar cual es el valor de las temperaturas denominadas T2 para mayor entendimiento de la ubicación del aire de entrada y la producción final de la máquina.

En la grafica 43 se puede observar el trabajo de la máquina con su consumo de gas a una carga inicial de 10MW.

Figura 43. Esquema de funcionamiento de la turbina a carga de 10MW

K & M Cartagena				Turbine Log				GT1SVR				15:21:21 DEC 26, 2007			
PARAMETERS	TAG	VALUE	UNITS	TURB_TEMP.	TAG	VALUE	UNITS	T 4.4 TEMP	TAG	VALUE	UNITS	T 4.4 TEMP	TAG	VALUE	UNITS
Nozzle Steam Inj.	FIS271	0.11	Kib/hr	L.O. Supply	TE5128	108	DEGF	T4.4 Sensor #1	TE5843	1078	DEGF	T4.4 Sensor #1	TE5843	1078	DEGF
CDP Steam Inj.	FIS272	0.24	Kib/hr	Acc. Gearbox Scav.	TE5123	138	DEGF	T4.4 Sensor #2	TE5844	1039	DEGF	T4.4 Sensor #2	TE5844	1039	DEGF
LP Steam Injection	FIS2009	0.03	Kib/hr	Transfer Scav. Oil	TE5124	172	DEGF	T4.4 Sensor #3	TE5845	1058	DEGF	T4.4 Sensor #3	TE5845	1058	DEGF
Gas Fuel Flow	FIS246	2650	scfm	B-Sump Scav. Oil	TE5125	185	DEGF	T4.4 Sensor #4	TE5846	1070	DEGF	T4.4 Sensor #4	TE5846	1070	DEGF
Generator MW	DWATT	10.89	MW	C-Sump Fwd (C-1)	TE5126	191	DEGF	T4.4 Sensor #5	TE5847	1075	DEGF	T4.4 Sensor #5	TE5847	1075	DEGF
Generator MVARs	DVAR	10.23	MVAR	C-Sump Aft (C-2)	TE5127	172	DEGF	T4.4 Sensor #6	TE5848	1105	DEGF	T4.4 Sensor #6	TE5848	1105	DEGF
Power Factor	DPF	0.71	PF	Gas Fuel Supply	TE5232	116	DEGF	T4.4 Sensor #7	TE5849	1105	DEGF	T4.4 Sensor #7	TE5849	1105	DEGF
XN2.5 HPC	TNH_RPM	9092	RPM	Enclosure Temp. #A	TE5401	71	DEGF	T4.4 Sensor #8	TE5850	1078	DEGF	T4.4 Sensor #8	TE5850	1078	DEGF
T4.4 Turbine Temp.	TTXM	1080	DEGF	Enclosure Temp. #B	TE5454	61	DEGF	T4.4 Sensor #9	TE5851	1037	DEGF	T4.4 Sensor #9	TE5851	1037	DEGF
XNPT Power Turbine	TNL_RPM	3599	RPM	Inlet Air Temp #A	TE5821	57	DEGF	T4.4 Sensor #10	TE5852	1103	DEGF	T4.4 Sensor #10	TE5852	1103	DEGF
XN2 LPC	TNI_RPM	2769	RPM	Inlet Air Temp #B	TE5858	61	DEGF	T4.4 Sensor #11	TE5853	1106	DEGF	T4.4 Sensor #11	TE5853	1106	DEGF
LPC aft vibrations	L39VS2	0.02	in/sec	T4.4 Turb. Temp.	T4.4	1080	DEGF	T4.4 Spread		70	DEGF	T4.4 Spread		70	DEGF
LPC fwd vibrations	L39VS1	0.01	in/sec	T2.5 HPC Inlet	TE5837	164	DEGF	<b>NOZZLE STEAM</b>							
HPC aft vibrations	L39VS3	0.37	in/sec	T3 HPC Discharge	TE5838	721	DEGF	Supply Temp (Pt. b)	TE5268	262	DEGF	Supply Temp (Pt. b)	TE5268	262	DEGF
HPC fwd vibrations	L39VS4	1.18	in/sec	<b>GENERATOR TEMP</b>				Manifold Temp. (Pt. G)	TE5279	438	DEGF	Manifold Temp. (Pt. G)	TE5279	438	DEGF
Gen. Drive End V	L39VS5	0.19	mils	L.O. Supply	TE5025	143	DEGF	Manifold Temp. (Pt. F)	TE5288	531	DEGF	Manifold Temp. (Pt. F)	TE5288	531	DEGF
Gen. Drive End H	L39VS6	1.25	mils	Drive End Bearing	TE5021	169	DEGF	Supply Press. (Pt. B)	PTS290	16	PSIG	Supply Press. (Pt. B)	PTS290	16	PSIG
Gen. Exciter End V	L39VS7	0.81	mils	Drive End Bearing Drain	TE5036	153	DEGF	Nozzle Press. (Pt. F)	PTS289	178	PSIG	Nozzle Press. (Pt. F)	PTS289	178	PSIG
Gen. Exciter End H	L39VS8	0.31	mils	Exciter Bearing	TE5023	176	DEGF	<b>CDP STEAM</b>							
Power Turb #2 Vibration	L39VS9	0.02	in/sec	Exciter Bearing Drain	TE5035	167	DEGF	Supply Temp	TE5274	297	DEGF	Supply Temp	TE5274	297	DEGF
Power Turb #2 Vibration	L39VS10	0.06	in/sec	Stator Phase #A	TE5421	120	DEGF	Manifold Temp.	TE5280	423	DEGF	Manifold Temp.	TE5280	423	DEGF
<b>UNIT PRESSURES</b>				Stator Phase #B	TE5422	121	DEGF	Supply Press.	PTS296	15	PSIG	Supply Press.	PTS296	15	PSIG
Gas Fuel Supply	PT-5227	622	PSIG	Stator Phase #C	TE5423	120	DEGF	Manifold Press.	PTS282	176	PSIG	Manifold Press.	PTS282	176	PSIG
Gas Fuel Manifold	PT-5228	208	PSIG	Stator Phase #A1	TE5424	120	DEGF	<b>LP STEAM</b>							
Turbine L.O. Supply	PT-5121	66	PSIG	Stator Phase #B1	TE5425	120	DEGF	LP Steam	TE52007	106	DEGF	LP Steam	TE52007	106	DEGF
Turbine L.O. Scav.	PT-5122	50	PSIG	Stator Phase #C1	TE5426	121	DEGF	LP Steam	TE52012	91	DEGF	LP Steam	TE52012	91	DEGF
PT L.O. Supply	PT-5171	65	PSIG	Exciter Air Outlet	TE5431	121	DEGF	LP Steam	TE52023	128	DEGF	LP Steam	TE52023	128	DEGF
PT Scav. L.O. Disch	PT-5172	48	PSIG	Generator Air Outlet	TE5430	127	DEGF	LP Steam	TE52015	412	DEGF	LP Steam	TE52015	412	DEGF
Gen. L.O. Supply	PT-5026	33	PSIG	Generator Enclosure	TE5402	99	DEGF	LP Steam	TE52028	328	DEGF	LP Steam	TE52028	328	DEGF
P3 HPC Discharge	PT-5804	198	PSIA	<b>VSV_PLOT</b>				LP Steam	PTS2021	6	PSIG	LP Steam	PTS2021	6	PSIG
P 4.4 LPT Inlet Total	PT-5860	26	PSIG	XN25R		8293.5	RPM	LP Steam	PTS2017	31	PSIG	LP Steam	PTS2017	31	PSIG
P 2.5 HPC Inlet	PT-5859	11	PSIG	VSV Position		9.86	DGA								
<b>POWER TURB_TEMP.</b>				VSV_PLOT											
Oil Supply (HI)	TE5179	102	DEGF	XN25R		8293.5	RPM								
Aft. Sump Scav. Oil (HI)	TE5175	160	DEGF	VBV Position		2.5	%								
Fwd. Sump Scav. Oil (HI)	TE5174	148	DEGF												

Fuente: Proelétrica S.A.

En la grafica 44 se puede observar el trabajo de la máquina a una carga de 20MW con la relevancia de la puesta E/S del conjunto de chillers.

**Figura 44. Esquema de funcionamiento de la turbina a carga de 20MW**

K & M Cartagena				Turbine Log				GT1SVR			
								16:12:34 DEC 26, 2007			
PARAMETERS	TAG	VALUE	UNITS	TURB_TEMP	TAG	VALUE	UNITS	T 4.4 TEMP	TAG	VALUE	UNITS
Nozzle Steam Inj.	FI5271	0.19	Kib/hr	L.O. Supply	TE5128	114	DEGF	T4.4 Sensor #1	TE5843	1263	DEGF
CDP Steam Inj.	FI5272	0.21	Kib/hr	Acc. Gearbox Scav.	TE5123	153	DEGF	T4.4 Sensor #2	TE5844	1254	DEGF
LP Steam Injection	FI52009	0.03	Kib/hr	Transfer Scav. Oil	TE5124	196	DEGF	T4.4 Sensor #3	TE5845	1264	DEGF
Gas Fuel Flow	FI5246	4245	scfm	B-Sump Scav. Oil	TE5125	204	DEGF	T4.4 Sensor #4	TE5846	1246	DEGF
Generator MW	DWATT	20.84	MW	C-Sump Fwd (C-1)	TE5126	221	DEGF	T4.4 Sensor #5	TE5847	1259	DEGF
Generator MVARs	DVAR	4.83	MVAR	C-Sump Aft (C-2)	TE5127	225	DEGF	T4.4 Sensor #6	TE5848	1286	DEGF
Power Factor	DPF	0.98	PF	Gas Fuel Supply	TE5232	167	DEGF	T4.4 Sensor #7	TE5849	1313	DEGF
XN2.5 HPC	TNH_RPM	9650	RPM	Enclosure Temp. #A	TE5401	78	DEGF	T4.4 Sensor #8	TE5850	1263	DEGF
T4.4 Turbine Temp.	TTXM	1270	DEGF	Enclosure Temp. #B	TE5454	61	DEGF	T4.4 Sensor #9	TE5851	1235	DEGF
XNPT Power Turbine	TNL_RPM	3598	RPM	Inlet Air Temp #A	TE5821	57	DEGF	T4.4 Sensor #10	TE5852	1312	DEGF
XN2 LPC	TNI_RPM	3200	RPM	Inlet Air Temp #B	TE5858	61	DEGF	T4.4 Sensor #11	TE5853	1317	DEGF
LPC aft vibrations	L39VS2	0.07	in/sec	T4.4 Turb. Temp.	T4.4	1270	DEGF	T4.4 Spread		85	DEGF
LPC fwd vibrations	L39VS1	0.00	in/sec	T2.5 HPC Inlet	TE5837	190	DEGF				
HPC aft vibrations	L39VS3	0.25	in/sec	T3 HPC Discharge	TE5838	836	DEGF				
HPC fwd vibrations	L39VS4	0.71	in/sec					<b>NOZZLE STEAM</b>			
Gen. Drive End V	L39VS5	0.19	mils	<b>GENERATOR TEMP</b>				Supply Temp (Pt. b)	TE5268	560	DEGF
Gen. Drive End H	L39VS6	1.13	mils	L.O. Supply	TE5025	145	DEGF	Manifold Temp. (Pt. G)	TE5279	704	DEGF
Gen. Exciter End V	L39VS7	0.81	mils	Drive End Bearing	TE5021	175	DEGF	Manifold Temp. (Pt. F)	TE5288	751	DEGF
Gen. Exciter End H	L39VS8	0.25	mils	Drive End Bearing Drain	TE5036	158	DEGF	Supply Press. (Pt. B)	PTS290	108	PSIG
Power Turb #1 Vbr.	L39VS9	-0.01	in/sec	Exciter Bearing	TE5023	181	DEGF	Nozzle Press. (Pt. F)	PTS289	252	PSIG
Power Turb #2 Vbr.	L39VS10	0.02	in/sec	Exciter Bearing Drain	TE5035	172	DEGF	<b>CDP STEAM</b>			
				Stator Phase #A	TE5421	142	DEGF	Supply Temp	TE5274	607	DEGF
<b>UNIT PRESSURES</b>				Stator Phase #B	TE5422	142	DEGF	Manifold Temp.	TE5280	722	DEGF
Gas Fuel Supply	PT-5227	627	PSIG	Stator Phase #C	TE5423	141	DEGF	Supply Press.	PT5296	107	PSIG
Gas Fuel Manifold	PT-5228	311	PSIG	Stator Phase #A1	TE5424	141	DEGF	Manifold Press.	PT5282	250	PSIG
Turbine L.O. Supply	PT-5121	70	PSIG	Stator Phase #B1	TE5425	141	DEGF				
Turbine L.O. Scav.	PT-5122	50	PSIG	Stator Phase #C1	TE5426	142	DEGF	<b>LP STEAM</b>			
PT L. O. Supply	PT-5171	69	PSIG	Exciter Air Outlet	TE5431	127	DEGF	LP Steam	TE52007	108	DEGF
PT Scav. L.O. Disch	PT-5172	47	PSIG	Generator Air Outlet	TE5430	141	DEGF	LP Steam	TE52012	136	DEGF
Gen. L.O. Supply	PT-5026	33	PSIG	Generator Enclosure	TE5402	100	DEGF	LP Steam	TE52023	301	DEGF
P3 HPC Discharge	PT-5804	272	PSIA					LP Steam	TE52015	547	DEGF
P 4.4 LPT Inlet Total	PT-5860	42	PSIG	<b>VSV_PLOT</b>				LP Steam	TE52028	537	DEGF
P 2.5 HPC Inlet	PT-5859	14	PSIG	XN25R		8624	RPM	LP Steam	PT52021	7	PSIG
				VSV Position		4.07	DGA	LP Steam	PT52017	47	PSIG
<b>POWER TURB_TEMP</b>				<b>VBV_PLOT</b>							
Oil Supply (HI)	TE5179	107	DEGF	XN25R		8624	RPM				
Aft. Sump Scav. Oil (HI)	TE5175	169	DEGF	VBV Position		-0.85	%				
Fwd. Sump Scav. Oil (HI)	TE5174	162	DEGF								

Fuente: Proeléctrica S.A.

En la gráfica 45 continúan los chillers estando en servicio y se observa el menor consumo de gas al estar la máquina operando con más carga, su eficiencia aumenta.

**Figura 45. Esquema de funcionamiento de la turbina a carga de 35MW**

PARAMETERS				TURBINE TEMP.				T.4.4 TEMP.			
TAG	VALUE	UNITS		TAG	VALUE	UNITS		TAG	VALUE	UNITS	
Nozzle Steam Inj.	FIS271	8.72	Klb/hr	L.O. Supply	TE5128	115	DEGF	T4.4 Sensor #1	TE5843	1435	DEGF
CDP Steam Inj.	FIS272	5.1	Klb/hr	Acc. Gearbox Scav.	TE5123	156	DEGF	T4.4 Sensor #2	TE5844	1369	DEGF
LP Steam Injection	FIS2009	8.37	Klb/hr	Transfer Scav. Oil	TE5124	202	DEGF	T4.4 Sensor #3	TE5845	1427	DEGF
Gas Fuel Flow	FIS246	5907	scfm	B-Sump Scav. Oil	TE5125	227	DEGF	T4.4 Sensor #4	TE5846	1389	DEGF
Generator MW	DWATT	34.52	MW	C-Sump Fwd (C-1)	TE5126	239	DEGF	T4.4 Sensor #5	TE5847	1407	DEGF
Generator MVARs	DVAR	3.48	MVAR	C-Sump Alt (C-2)	TE5127	249	DEGF	T4.4 Sensor #6	TE5848	1460	DEGF
Power Factor	DPF	1	PF	Gas Fuel Supply	TE5232	176	DEGF	T4.4 Sensor #7	TE5849	1433	DEGF
XN2.5 HPC	TNH_RPM	10098	RPM	Enclosure Temp. #A	TE5401	77	DEGF	T4.4 Sensor #8	TE5850	1407	DEGF
T4.4 Turbine Temp.	TTXM	1420	DEGF	Enclosure Temp. #B	TE5454	53	DEGF	T4.4 Sensor #9	TE5851	1363	DEGF
XNPT Power Turbine	TNL_RPM	3500	RPM	Inlet Air Temp #A	TE5821	50	DEGF	T4.4 Sensor #10	TE5852	1454	DEGF
XN2 LPC	TNL_RPM	3572	RPM	Inlet Air Temp #B	TE5858	54	DEGF	T4.4 Sensor #11	TE5853	1429	DEGF
LPC aft vibrations	L39VS2	0.25	in/sec	T4.4 Turb. Temp.	T4.4	1420	DEGF	T4.4 Spread		96	DEGF
LPC fwd vibrations	L39VS1	0.11	in/sec	T2.5 HPC Inlet	TE5837	201	DEGF				
HPC aft vibrations	L39VS3	0.66	in/sec	T3 HPC Discharge	TE5838	921	DEGF				
HPC fwd vibrations	L39VS4	1.08	in/sec					<b>NOZZLE STEAM</b>			
Gen. Drive End V	L39VS5	0.19	mile	<b>GENERATOR TEMP</b>				Supply Temp (Pl. b)	TE5268	594	DEGF
Gen. Drive End H	L39VS6	0.88	mile	L.O. Supply	TE5025	145	DEGF	Manifold Temp. (Pl. G)	TE5279	528	DEGF
Gen. Exciter End V	L39VS7	0.88	mile	Drive End Bearing	TE5021	174	DEGF	Manifold Temp. (Pl. F)	TE5288	550	DEGF
Gen. Exciter End H	L39VS8	0.25	mile	Drive End Bearing Drain	TE5036	157	DEGF	Supply Press. (Pl. B)	PT5290	459	PSIG
Power Turb #1 Vbr.	L39VS9	0.05	in/sec	Exciter Bearing	TE5023	181	DEGF	Nozzle Press. (Pl. F)	PT5289	338	PSIG
Power Turb #2 Vbr.	L39VS10	0.07	in/sec	Exciter Bearing Drain	TE5035	173	DEGF	<b>CDP STEAM</b>			
				Stator Phase #A	TE5421	155	DEGF	Supply Temp	TE5274	585	DEGF
<b>UNIT PRESSURES</b>				Stator Phase #B	TE5422	154	DEGF	Manifold Temp.	TE5280	533	DEGF
Gas Fuel Supply	PT-5227	629	PSIG	Stator Phase #C	TE5423	155	DEGF	Supply Press.	PT5296	459	PSIG
Gas Fuel Manifold	PT-5228	422	PSIG	Stator Phase #A1	TE5424	154	DEGF	Manifold Press.	PT5282	334	PSIG
Turbine L.O. Supply	PT-5121	74	PSIG	Stator Phase #B1	TE5425	153	DEGF				
Turbine L.O. Scav.	PT-5122	51	PSIG	Stator Phase #C1	TE5426	155	DEGF	<b>LP STEAM</b>			
PT L.O. Supply	PT-5171	73	PSIG	Exciter Air Outlet	TE5431	129	DEGF	LP Steam	TE52007	348	DEGF
PT Scav. L.O. Disch	PT-5172	48	PSIG	Generator Air Outlet	TE5430	148	DEGF	LP Steam	TE52012	240	DEGF
Gen. L.O. Supply	PT-5026	33	PSIG	Generator Enclosure	TE5402	99	DEGF	LP Steam	TE52023	374	DEGF
P3 HPC Discharge	PT-5804	356	PSIA					LP Steam	TE52015	610	DEGF
P 4.4 LPT Inlet Total	PT-5860	80	PSIG	<b>VSV PLOT</b>				LP Steam	TE52028	584	DEGF
P 2.5 HPC Inlet	PT-5859	17	PSIG	XN2SR		8946	RPM	LP Steam	PT52021	127	PSIG
				VSV Position		1.12	DGA	LP Steam	PT52017	65	PSIG
<b>POWER TURB. TEMP.</b>				<b>VBV PLOT</b>							
Oil Supply (HI)	TE5179	108	DEGF	XN2SR		8946	RPM				
Alt. Sump Scav. Oil (HI)TE5175		180	DEGF	VBV Position		-0.84	%				
Fwd. Sump Scav. Oil (HI)TE5174		168	DEGF								

Fuente: Proelétrica S.A.

En la tabla 4 se resumen todas las condiciones encontradas a diferentes cargas, de esa manera se puede dar fe de lo encontrado en las turbinas de Proelétrica.

**Tabla 4. Resumen de las condiciones de trabajo de la turbina de Proeléctrica**

Entrada de aire Vs. Consumo de gas Vs. Carga		
Temperatura del aire de entrada	Entrada de flujo de gas	Carga
59	2659	10.89
73.5	3483	15.14
59	4245	20.84
51	5455	29.86
52	5907	34.52
52	5822	35.83
52	6374	38.84

Fuente: El autor.

#### 4.6.3 Seguimiento operativo al sistema de la U-2960

De acuerdo al objetivo planteado con la verificación de la operación de una turbina donde están instalados los chillers, se realiza el mismo seguimiento a la turbina LM5000 instalada en la U-2960 de Ecopetrol S.A. para demostrar las diferencias existentes y los posibles beneficios que se podrían adquirir con la implementación del proyecto.

**Tabla 5. Esquema de seguimiento a la operación de la U-2960**

VARIABLES DE OPERACIÓN DEL STG-2961						
TEMPER. AIRE			VARIABLES GAS COMBUS.		AIRE DE COMBUSTION	
U2960-PDIS-29608	2.00		T	U2960-TI29625	690	U2960-PI29624
U2960-TI29655	80	T	U2960-TI29626	82	U2960-PI29626	47
U2960-TI29656	78	P	U2960-PI29613	609	U2960-PIC29630	9
U2960-TI29639	112	F	U2960-FI29633	5,404	U2960-PI_HPRECOU	65
U2960-TI29654	92	P	U2960-PI-29652-DESP FSV	610		
U2960-TI29640	86	P	U2960-PI29614	277	U2960-TI29682	80
U2960-TI29650	140	PDI	U2960-PID_GAS-SF2965A	3.00	U2960-TI29684	212
AIRE DE INSTRUMENTOS		PDI	U2960-PID_GAS-SF2965B	3.00	U2960-TI29685	875
U2960-PI_SOV-29628	10		Fecha actual	12/10/2008 01:04		
U2960-PI-29662_PRES	68		Carga	20.13		

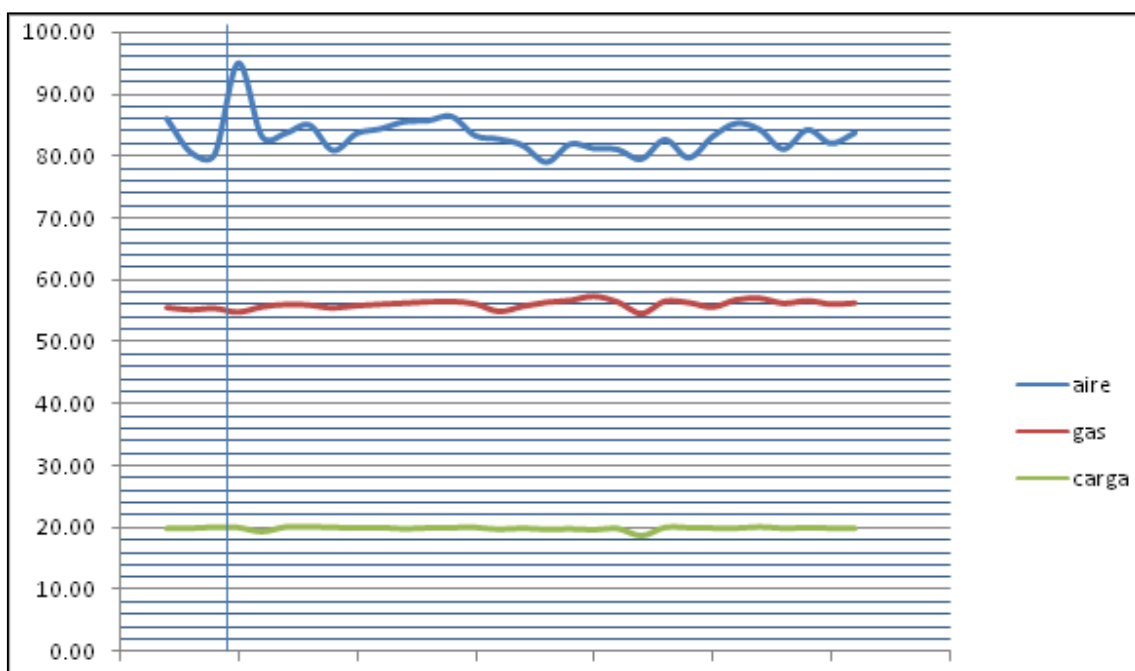
Fuente: El autor.

**Tabla 6. Resumen de las condiciones de trabajo de la Turbina de la U-2960**

Entrada de aire Vs. Consumo de gas Vs. Carga				
Temperatura del aire de entrada ( F )			Entrada de flujo de gas (scfm)	Carga (MW/hr)
U2960-TI29655	U2960-TI29656	Promedio	U2960-FI29633	U2960-WATTSDUCER
82.96	89.09	86.03	5545.17	19.84
81.36	79.93	80.64	5506.75	19.89
81.50	78.99	80.24	5531.18	20.09
79.18	110.77	94.97	5465.91	20.03
84.30	82.05	83.17	5558.62	19.31
85.19	82.19	83.69	5599.43	20.12
86.49	83.61	85.05	5589.95	20.17
82.41	79.47	80.94	5539.52	20.06
85.46	81.91	83.68	5580.59	19.97
86.02	82.81	84.42	5602.34	20.03
86.62	84.53	85.57	5621.69	19.81
86.98	84.49	85.74	5646.14	19.96
87.84	84.99	86.41	5651.25	19.99
84.47	82.17	83.32	5608.98	20.05

Fuente: El autor

**Figura 46. Grafica que resume el trabajo de la turbina de la U-2960**



Fuente: El autor

Al finalizar los dos seguimientos se realiza una tabla comparativa para entrar a analizar beneficios.

**Tabla 7. Comparación de los trabajos realizados por las turbinas de Proelectrica y en la U-2960 de Ecopetrol S.A. de la GRB.**

<b>PROELECTRICA</b>			<b>ECP</b>		
(T2)	(MW/h)	GAS (SCFM)	(T2)	(MW/h)	GAS (SCFM)
59	10.89	2650	84	9.81	3533
73	15.14	3483	87	14.73	4579
59	20.84	4245	86	19.83	<b>5834</b>
51	29.86	5455	NA	NA	NA
52	34.52 (STIG)	<b>5907</b>	NA	NA	NA

Fuente: El autor.

## **5. BENEFICIOS DE LA INSTALACION DE LOS CHILLERS**

### **5.1 Disponibilidad o carga rodante de energía eléctrica por el incremento de la potencia de salida.**

Actualmente finalizada la primera fase del proyecto de integración y puesta en marcha del turbogas (Ciclo seco) se cuenta con una confiabilidad de 22MW y una disponibilidad de 2MW, limitada esta por la alta temperatura monitoreada en T4.4. Al reducir la temperatura de entrada del aire a la turbina, se puede aumentar su confiabilidad en 1MW por cada 5 °F reducidos en el aire monitoreado por T2.

### **5.2 Mayor eficiencia en la generación de energía eléctrica por menor consumo de combustible.**

Esto se logra con el mejoramiento del rendimiento de la turbina con la disminución de la temperatura del aire de entrada y mayor flujo másico al compresor.

A mayor flujo másico, mayor es la cantidad de electricidad producida a partir de la quema de gas. El enfriamiento del aire incrementa su densidad, incrementando la rata de flujo másico lo cual aumenta su potencia de salida y su eficiencia.

Al comparar el consumo de gas a igual carga (20 MW), a igual hora del día y condiciones climáticas similares entre una turbina de gas de Proeléctrica con el sistema de chillers en operación, y la ST-2961 de ECOPETROL S.A, se observó una disminución de consumo de gas en Proeléctrica del 27% aprox.

### **5.3 Disminución de mantenimientos por conservación de la instrumentación**

Al bajar la temperatura de la sección fría de la máquina y del encerramiento de la turbina que también toma el aire de la casa de filtros, se conserva mejor la instrumentación, disminuyendo las paradas no programadas por fallas en estos, se disminuyen los escapes de aceite por fallas en las empaquetaduras y accesorios de los sistemas de lubricación que han ocasionado daños en la instrumentación de nuestra máquina.

A continuación evidencia fotográfica de la conservación de la unidad en su encerramiento.

**Figura 47. Vista de la parte inferior de la turbina 4 horas después de apagada la unidad.**



*Fuente: Proeléctrica S.A.*

**Figura 48. Vista lateral izquierda de la turbina**



*Fuente: Proeléctrica S.A.*

**Figura 49. Vista del piso del enclosure debajo del arrancador hidráulico**



*Fuente: Proeléctrica S.A.*

**Figura 50. Vista del estado de la bomba de lubricación, mangueras y demás accesorios.**



*Fuente: Proeléctrica S.A.*

#### **5.4 Menor calentamiento global.**

Al aumentar la eficiencia de salida de la máquina y disminuir el consumo de gas para obtener la misma carga, se disminuye también la quema de combustible fósil, que contribuye a la preservación del medio ambiente y a la disminución del calentamiento global.

#### **5.5 Mayor aprovechamiento de la capacidad instalada de la Unidad.**

Inicialmente el propósito del traslado a la GCB de este equipo fue el de mejorar la confiabilidad y reserva operacional en los sistemas de generación de vapor y energía eléctrica al aumentar la capacidad instalada en 36 MW. Para hacer esto posible se desarrolló El Proyecto Integración y Puesta en Marcha del Turbogás dividido en 2 fases.

La primera fase, incluyó la operación de la máquina en Ciclo Seco (26 MW/h), la operación de la URGR con agua desmineralizada desde la U-2900 y la utilización del vapor producido para procesos. La Fase II integraría el montaje de la Planta de tratamiento de Agua (resina de lecho separado) incluida en el paquete y la inyección de vapor a la turbina o ciclo STIG (36 MW/h).

La máquina por diseño puede generar una potencia de salida de 50 MW. En placa del generador de gas está impreso 73000 IGHP lo que equivale a 54.5MW misma capacidad impresa en la placa del generador eléctrico BRUSH ELECTRIC.

Para obtener esta salida se requiere llevar a unas condiciones ISO, dentro de las cuales esta llevar la temperatura de entrada de aire a la turbina (T2) a 59 °F , temperatura que se puede obtener mediante la implementación del sistema propuesto. De hecho la casa de filtros de nuestra unidad en su construcción, tiene todas las facilidades para instalar este sistema, como son drenajes y los rieles o bases de los serpentines de paso del líquido refrigerante.

## 6. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO

### 6.1 Potencia de salida y generación eléctrica

En la GRB se mantiene un contrato abierto de compra de energía eléctrica con una termoeléctrica denominada Termobarranca, por lo tanto aquí se plantea la posibilidad de ahorro en dinero por el tema de compras a Termobarranca y al sistema nacional

El factor de cálculo es de aprox. \$172 /kw incluyendo gas a TBCA, el costo de producirlo en turbinas de vapor dentro de la refinería.

Luego se añade el delta entre el precio de compra – el precio del costo de producirlo en el turbogas que vendría a ser el precio 1.

$$\text{precio 1} = \$ \text{ compra} - \$ \text{ producción en turbinas de vapor} = \$172 - \$186 = \$86$$

$$\text{precio 2} = \$ \text{ compra} - \$ \text{ producción en turbina de gas} = \$172 - \$50 = \$122$$

$$\begin{aligned} 1000KW &= 1MW = 1000KW * \$122 * 24 \text{ horas} = \$2.928.000 \\ &= \$1500 \text{ US ahorrados al día.} \end{aligned}$$

$$= 350 \text{ días al año} * 1500\text{US\$ ahorrados al día} = 525.000\text{US\$ anuales.}$$

El MW fabricado ahorrado se multiplica por los aumentados en la máquina que se dejarían de comprar.

$$\begin{aligned} 1500\text{US\$ ahorrados} * 4\text{MW ahorrados} &= 6000\text{US\$ ahorrados al día} \\ &= 350 \text{ días al año} * 6000 \text{ US\$ ahorrados al día} \\ &= 2.100.000\text{US\$ anuales} \end{aligned}$$

## 6.2 Ahorro en consumo de combustible

El delta de eficiencia en generación se refleja en menor consumo de gas (MBTU) por kw generado, aquí se tiene en cuenta el costo de 3.5US\$MBTU.

Reducción en fabricación de 20MW es igual a un 27% por lo observado en Proeléctrica.

El STG-2961 consume 5780MSCF para la producción de 20MW, es decir 15.83MBTU ó 55.40 US\$ por cada 20MW producidos.

En resumen:

$$55,40US\$ * 24 \text{ horas} = 1,329US\$ \text{ diarios} = 485347,8US\$ \text{ anuales} \\ = 485.3KUS\$ \text{ al año}$$

En este caso, se toma un factor de operación del STG-2961 de 24 horas al día, ya que el solo para cuando se le realiza su lavado.

## 6.3 Energía proporcionada por el proyecto

A raíz de los cálculos realizados en la sección anterior donde se expuso la capacidad de la máquina, como opera al día de hoy, como operaría con la instalación de los chillers y cuanto consumiría con su trabajo.

**Tabla 8. Energía proporcionada por el proyecto**

Descripción	kW
Adicional Turbo Gas	7,000
Consumos	2,139
Diferencia	4,861

<b>Año (kW)</b>	<b>40,833,427</b>
-----------------	-------------------

Fuente: El autor

#### 6.4 Consumo energético del proyecto

Aquí se hace referencia a la energía que el proyecto requiere para operar, cálculo que ayuda a estimar la energía neta que el sistema realmente dará de ganancia.

**Tabla 9. Consumo energético del proyecto**

Equipo	kW
Chillers	1,816
Bombas	301
Torres	22
<b>Total</b>	<b>2,139</b>
<b>Año (kW)</b>	<b>17,966,573</b>

Fuente: El autor

#### 6.5 Inversión requerida por el proyecto

Los datos de costos del proyecto se obtuvieron de parte de la firma TRANE, líder en instalaciones de este tipo de refrigeradores a nivel mundial y están dados en dólares, los precios son actualizados a finales de 2009 y en los valores se incluyen costos de instalación.

**Tabla 10. Inversión requerida por el proyecto**

<b>Inversión Equipos</b>	
Chilles	\$ 1,267,077
Control	\$ 142,462
Torres	\$ 623,077
Bombas CW	\$ 392,692
Serpentines	\$ 1,162,123
<b>Total USD FCA Miami</b>	<b>\$ 3,587,431</b>
TRM	\$ 2,300
Factor de Importación	1.41
DDP Barrancabermeja	\$ 11,634,039,182
Instalación USD	\$ 1,000,000
<b>Total Inversión</b>	<b>\$ 13,934,039,182</b>

Fuente: TRANE

## 6.6 Factores utilizados en el análisis económico del proyecto

Dentro de este análisis se observa la tasa de oportunidad requerida por ECOPETROL S.A en todos sus proyectos, se incluyeron % de incremento de la energía, las horas de operación del equipo instalado con los chillers y se nota la TIR resultante con su valor presente neto calculado. Se incluyen costos de importación de los equipos requeridos.

**Tabla 11. Análisis económico del proyecto**

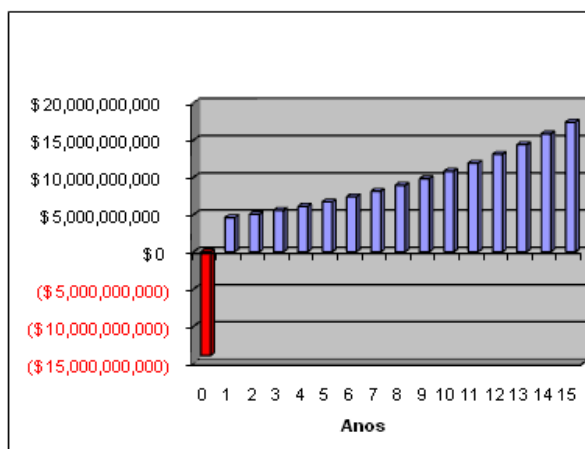
<b>ANALISIS</b>									
TRM	\$ 2,300								
Factor de Importación	1.41		Incluye IVA						
% de incremento de la energía	10%								
Tasa de OPORTUNIDAD	30%								
Horas día	24		42%		\$7,104,073,712				
Días año	350		TIR		VPN				
			Hasta año 15						
<b>ACTUAL</b>				<b>PROYECTO CTAIC</b>					
0 USD, FCA Miami				\$ 3,587,431 USD, FCA Miami					
				\$11,634,039,182 Pesos, DDP Barrancabermeja					
				\$ 1,000,000 Instalación USD					
Año	Equipo	Energía	Flujo de Caja	Equipo	Energía	Flujo de Caja	Actual - CTAIC	Acumulado	
0		\$4,981,678,119	\$4,981,678,119	\$13,934,039,182		\$13,934,039,182	(\$13,934,039,182)	(\$13,934,039,182)	
1		\$5,479,845,931	\$5,479,845,931		\$ 898,328,640	\$898,328,640	\$4,581,517,291	(\$9,352,521,891)	
2		\$6,027,830,524	\$6,027,830,524		\$988,161,504	\$988,161,504	\$5,039,669,020	(\$4,312,852,872)	
3		\$6,630,613,576	\$6,630,613,576		\$1,086,977,654	\$1,086,977,654	\$5,543,635,922	\$1,230,783,050	
4		\$7,293,674,934	\$7,293,674,934		\$1,195,675,420	\$1,195,675,420	\$6,097,999,514	\$7,328,782,564	
5		\$8,023,042,427	\$8,023,042,427		\$1,315,242,962	\$1,315,242,962	\$6,707,799,465	\$14,036,582,029	
6		\$8,825,346,670	\$8,825,346,670		\$1,446,767,258	\$1,446,767,258	\$7,378,579,412	\$21,415,161,441	
7		\$9,707,881,337	\$9,707,881,337		\$1,591,443,984	\$1,591,443,984	\$8,116,437,353	\$29,531,598,794	
8		\$10,678,669,470	\$10,678,669,470		\$1,750,588,382	\$1,750,588,382	\$8,928,081,088	\$38,459,679,882	
9		\$11,746,536,417	\$11,746,536,417		\$1,925,647,220	\$1,925,647,220	\$9,820,889,197	\$48,280,569,080	
10		\$12,921,190,059	\$12,921,190,059		\$2,118,211,942	\$2,118,211,942	\$10,802,978,117	\$59,083,547,196	
11		\$14,213,309,065	\$14,213,309,065		\$2,330,033,136	\$2,330,033,136	\$11,883,275,929	\$70,966,823,125	
12		\$15,634,639,971	\$15,634,639,971		\$2,563,036,450	\$2,563,036,450	\$13,071,603,521	\$84,038,426,646	
13		\$17,198,103,969	\$17,198,103,969		\$2,819,340,095	\$2,819,340,095	\$14,378,763,874	\$98,417,190,520	
14		\$18,917,914,365	\$18,917,914,365		\$3,101,274,105	\$3,101,274,105	\$15,816,640,261	\$114,233,830,781	
15		\$20,809,705,802	\$20,809,705,802		\$3,411,401,515	\$3,411,401,515	\$17,398,304,287	\$131,632,135,068	

Fuente: El autor

## 6.7 Flujo de caja

En los flujos de caja se puede observar en cuanto tiempo se pagaría el proyecto y lo rentable que sería su instalación, como se observa la inversión se pagaría en 5 años sin tener en cuenta el ahorro en consumo de gas que fue calculado anteriormente.

**Tabla 12. Flujo de caja del proyecto**

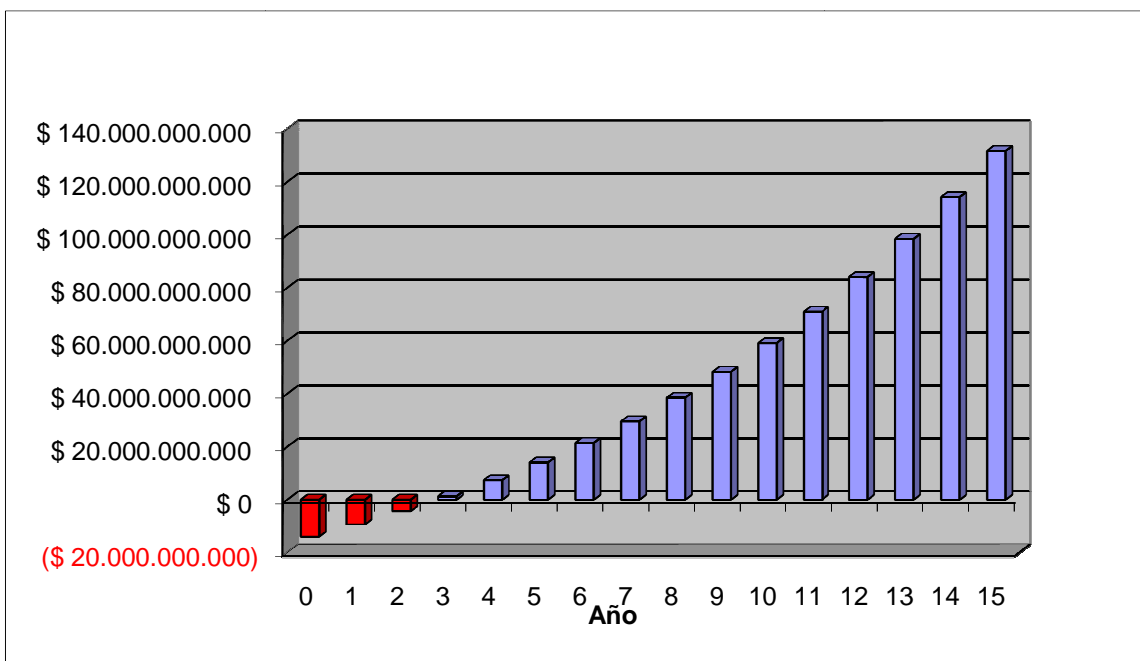


Fuente: El autor.

### 6.8 Acumulado en el tiempo por año

En la tabla que se anexa a continuación se observa el futuro del proyecto después de recuperar su inversión y como en los años siguientes generaría ganancias.

**Tabla 13. Acumulado en el tiempo por año.**



Fuente: El autor

## CONCLUSIONES

La entrada de aire de refrigeración aumenta la eficiencia de la turbina de gas, que es proporcional al caudal másico de suministro de aire en la turbina. Cuanto mayor es el flujo de masa, mayor es la cantidad de electricidad producida por los gases quemados. El aire de enfriamiento aumenta su densidad, la mejora de la tasa de flujo de masa y por lo tanto aumentar la producción de energía y la eficiencia.

El objetivo de los sistemas de refrigeración de aire de la turbina es reducir la temperatura del aire de admisión de la temperatura de bulbo seco, la temperatura ambiente, a la temperatura de bulbo húmedo. Esto se refiere a la temperatura más baja que pueden ser obtenidas por evaporación de agua en el aire a presión constante. Un ejemplo sería la reducción de bulbo seco de 95 grados hasta 80 grados de bulbo húmedo.

La visita realizada fue fructífera porque se contó con el apoyo de todo el personal de mantenimiento y operaciones, quienes proporcionaron toda la información necesaria para fundamentar el proyecto en base a criterios claros y específicos sobre un sistema de enfriamiento del aire de entrada a partir de los chillers por compresión que les ha dado excelentes resultados en materia de incremento de la potencia de salida, mayor rendimiento y un mayor aprovechamiento de la capacidad de diseño del conjunto turbina GE LM5000 y generador eléctrico BRUSH ELECTRIC.

Quedaron registros fotográficos de los chillers y torres enfriadoras de Proeléctrica útiles y necesarios para calcular el espacio que requerirían en la U2960, al igual que otras consideraciones requeridas al momento de poner en marcha el proyecto.

Se le dio respuesta a todas las preguntas que habían surgido con el tema de los chillers para darle un mayor entendimiento al sistema a raíz de presenciar la operación en vivo en la planta de PROELECTRICA Y CIA. S.A., lo cual brinda más bases para la implementación del proyecto.

## RECOMENDACIONES

En estos tiempos en que el planeta sufre las consecuencias del calentamiento Global, no podemos pasar inadvertidos ante este problema, por lo que este proyecto de inversión de los Chillers en la U-2960, brinda una considerable reducción de la quema de combustible fósil, ahorrando energía y dinero que se comprueba puede ahorrarse.

Según la investigación realizada se concluye que fue un error no haber instalado los chillers en las 5 unidades LM5000 que vinieron a Colombia, con este proyecto se está demostrando que es viable y prospero realizar la inversión y poner en marcha el proyecto, impidiendo que las bajas nominaciones de gas sean un problema.

## BIBLIOGRAFIA

CERRO VELASQUEZ, F. del y ALARCON GARCIA, M. Problemas de turbinas de gas y turbinas de vapor. Universidad De Murcia.

HISCOX, Gardner Dext. Gas, Gasoline and Oil Vapor Engines : Th

HOSGOOD, YOUNG WEBBER, William. Gas Supply in Principles and Practice. A Simple Guide for the Gas Fitter and Gas Consumer

GUNTER, Schneider. Motores Térmicos, Volumen 9

INTRIAGO, José. La Turbina de Gas y su aplicación industrial, 1967

WILLIAM W. B, Fundamentos de Turbinas, pp. 56-58.

ECOPETROL S.A. Datos de servicio de la U-2960.

PROELECTRICA Y CIA. S.A Datos de servicio de las turbinas de gas instaladas.

Memorias de la especialización en ingeniería del gas. UIS.