

Mejoras en los rendimientos de las turbinas de gas

Por Víctor Fumbarg

Durante el período 1996-1998, el Sector de Energía Eléctrica lideró, con un 14% de participación (4901 millones de dólares), a las inversiones extranjeras confirmadas, realizadas en Argentina.^[1]

Dentro del Sector Eléctrico, el área de generación se desarrolla en nuestro país en un mercado sumamente competitivo, donde el despacho se realiza de acuerdo con la eficiencia de cada agente. Por lo tanto, no es de extrañar que el factor tecnológico en la generación termoeléctrica haya jugado un papel importante permitiendo obtener alta eficiencia, baja contaminación ambiental, cortos plazos de entrega y menores costos por kW instalado.

Víctor Fumbarg es Ingeniero Electromecánico - Orientación Electricista de la Universidad Nacional de Buenos Aires. Estudio Crivelli - Consultor Emprendimientos Energéticos. Es Presidente de la Comisión de Energía del Consejo Profesional de Ingeniería Mecánica y Electricista (COPIME) y Presidente de la Comisión de Electricidad del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). También, Ex Gerente Técnico de Transnoa S.A. y Ex Gerente de Ingeniería y Gerente de Desarrollo de McKee del Plata S.A.

En los últimos 20 años la generación eléctrica se ha más que duplicado globalmente, con el carbón como la fuente de combustible más importante, seguido de la energía hidráulica y nuclear con aproximadamente igual participación. El agudo incremento de generación global de electricidad continuará debido, en parte, a la necesidad de cubrir demandas insatisfechas de las naciones no industrializadas. Los consumos per cápita de electricidad en estos países son menores al 10% de los consumos actuales del mundo industrializado.

Este hecho tendrá un marcado impacto en las futuras tendencias en el consumo de electricidad en todo el mundo dado que las naciones en desarrollo contabilizarán más del 80% del incremento proyectado de la población mundial, que pasará del actual valor de 6 mil millones a 8 mil millones para el año 2020. Incluso si mayores eficiencias o, más importante aún, restricciones financieras dificultaran que los promedios de consumo per cápita en las naciones en desarrollo se acerquen a los niveles actuales de consumo del mundo industrializado, la proporción de electricidad consumida por las naciones en desarrollo se incrementará del presente 20% a cerca del 35 ó 40% para el año 2020. El carbón seguirá siendo el combustible fósil más importante, en tanto que el gas natural mostrará el mayor grado de crecimiento, por lo menos en los siguientes 10 a 15 años. La importancia del total de combustibles fósiles se incrementará por lo tanto en forma significativa.^[2]



Desarrollo - Condiciones limitantes

Los requerimientos del mercado han cambiado con el tiempo en relación a la tecnología de las plantas de generación de energía eléctrica. En el período 1950-1990, la eficiencia neta de las centrales alimentadas con combustible fósil para el servicio de redes públicas se incrementó del 18 al 35%. Desde la década del 70, los requerimientos impuestos a las centrales eléctricas tuvieron cada vez más relación con consideraciones de protección ambiental. Estas exigencias continuarán ganando importancia en todo el mundo, incluyendo las naciones en vías de industrialización y en desarrollo.

Un ciclo típico abierto de una turbina de gas convierte 30 o 40% de la energía del combustible en potencia en su eje. La energía remanente, excepto un 1 a 2%, es calor de escape. Un ciclo combinado produciendo sólo energía eléctrica tiene un rango de 50 a 60% de eficiencia térmica usando las turbinas más avanzadas y en caso de cogeneración, generando energía eléctrica y calor para proceso, será posible obtener una eficiencia térmica superior al 80%.

Conceptos sobre plantas de generación - Ciclos y fuentes de pérdidas

El diagrama entrópico (T-s) provee un recurso gráfico para ilustrar y evaluar ciclos de centrales térmicas de generación. Una de

Energía eléctrica - Combustibles

En virtud de la aplicación universal de la electricidad, la importancia y extensión de la utilización de esta fuente de energía ha ido aumentando y se continúa incrementando mundialmente.

La electricidad puede ser generada por cualquiera de las fuentes primarias de energía, pero los actuales recursos de combustibles difieren ampliamente de región en región. En primera instancia, estas fuentes de electricidad quedan determinadas por la actual situación de recursos, como la presencia de combustibles fósiles económicamente explotables y la disponibilidad de fuentes de energía renovables, fundamentalmente hidráulicas. Pero otros factores, tales como las posibilidades de transporte, tanto de la electricidad como de los combustibles, políticas energéticas e, incrementándose en años recientes, criterios de protección del medio ambiente, deben ser tomados en cuenta.

las ventajas de un diagrama T-s consiste en que las superficies de este plano miden cantidades de calor y por lo tanto podemos ver la cantidad de calor suministrado o extraído del ciclo por cada cambio de estado.

La eficiencia de un ciclo, que es un importante parámetro para evaluar una central es, consecuentemente, fácil de definir y de "leer".

En la tecnología de una central, el ciclo de Carnot es considerado como la referencia ideal, ya que permite producir la máxima eficiencia térmica para determinadas temperaturas máxima y mínima del ciclo. En un diagrama T-s este proceso rectangular reversible toma la forma de una compresión isentrópica, un suministro de calor isotérmico, una expansión isentrópica y una extracción isotérmica de calor.

La eficiencia térmica se define en relación a la máxima y mínima temperatura del ciclo, de acuerdo con:

$$\eta = 1 - \frac{T_{\min}}{T_{\max}}$$

El ciclo de Rankine con recalentamiento regenerativo del agua de alimentación, que es la base de todas las llamadas centrales de vapor, es el que mejor se aproxima a este proceso teórico.

En la práctica, no se pueden obtener transformaciones adiabáticas completamente reversibles y por lo tanto, no son isentrópicos y el rendimiento es menor que el del ciclo de Carnot.

El ciclo de Rankine, en el que el vapor de agua sirve como fluido de trabajo, ha sido, virtualmente, completamente desarrollado. Sin embargo, aun pequeñas mejoras en la eficiencia térmica, de alrededor de 0,1% tienen un rol importante debido al significativo impacto en el costo de una central de vapor.

Siempre ha habido y continuarán existiendo intentos de ampliar el diferencial entre la máxima y la mínima temperatura en el ciclo de Rankine, integrando ciclos inferiores y superiores (máquina de vapor binaria).

Son ejemplo de estos últimos los ciclos de amoníaco y potasio. Eficiencias netas en exceso del 50% se pueden obtener con centrales que quemen carbón con un ciclo de *topping* de potasio. Estos ciclos son técnicamente posibles. No obstante, con los actuales precios del combustible estos ciclos no ofrecen una opción económica, considerando los altos costos de inversión involucrados.

Debido a los esfuerzos para minimizar las emisiones al medio ambiente, incrementar las eficiencias y reducir los costos de las centrales, es que se ha prestado particular atención a aquellos ciclos que combinan ciclos de turbinas de gas y de vapor (ciclos combinados).

Hay un ciclo ideal de referencia para turbinas de gas, el ciclo Akeret-Keller, que suministra una eficiencia similar a la obtenida con el ciclo de Carnot. Consiste en un suministro de calor isobárico, una expansión isotérmica, una extracción de calor iso-

bárica, una compresión isotérmica y un completo intercambio de calor entre las isobaras. Sin este proceso de intercambio de calor, tenemos el ciclo Ericsson el cual, sin embargo, se compara desfavorablemente en términos de eficiencia térmica. El ciclo Akeret-Keller falla en la práctica por la simple razón que es imposible implementar un proceso de intercambio de calor perfecto.

Esto se produce debido a los diferentes flujos de masas de gas de escape y aire de descarga del compresor a causa de los requerimientos de aire de enfriamiento de la turbina de gas. Esta es una de las razones por las que el ciclo Brayton (compresión isentrópica, suministro de calor isobárico, expansión isentrópica y extracción isobárica de calor) se utiliza como referencia técnica del ciclo de turbinas de gas.

El ciclo Brayton se puede caracterizar por dos parámetros significativos: relación de presiones y máxima temperatura a la cual se extrae trabajo. La relación de presiones es la presión de descarga del compresor dividida por la presión de ingreso al mismo.

En los actuales ciclos combinados para gas natural, una combinación de los ciclos de Brayton y Rankine, la eficiencia del ciclo y la potencia específica se incrementan con una mayor cantidad de etapas de recalentamiento en el ciclo de la turbina de gas hasta llegar a una expansión isotérmica.

La eficiencia teórica es de 71 a 79%, según las etapas de recalentamiento, mientras que la eficiencia neta real obtenida hasta el momento varía entre el 56 y el 60%. Las eficiencias teóricas son, obviamente, sólo parcialmente obtenibles en términos prácticos. ¿Qué factores son los responsables de las ineficiencias? Las fuentes de ineficiencias en una central térmica de generación pueden dividirse en tres grupos:

- Pérdidas que ocurren durante el quemado del combustible para generar el calor que es utilizado para la operación del proceso. Estas incluyen pérdidas resultantes del procesamiento del combustible, de la conducción térmica y de la radiación del calor. También incluyen pérdidas de gases de escape que constituyen una parte útil del ciclo en turbinas de gas.
- Pérdidas que ocurren durante el trabajo real del proceso. Estas pueden dividirse en pérdidas producto de desviaciones con respecto al ciclo de Carnot y de desviaciones con respecto al ciclo real por factores irreversibles, tales como pérdidas de flujo y diferencias en las temperaturas finales.
- El tercer grupo de pérdidas se contabiliza por los requerimientos de energía de los equipos auxiliares de la planta.

Los fabricantes de plantas generadoras están constantemente esforzándose para minimizar todas estas pérdidas, mientras continúan mejorando los costos. En términos concretos, disminuir estas pérdidas significa au-

mentar la temperatura superior y reducir la temperatura inferior del ciclo, reducir las pérdidas de energía -p. Por ejemplo, durante la transferencia del calor del gas de escape de la turbina de gas al ciclo agua vapor- y mejorando la eficiencia real de los componentes. Un prerrequisito en todos los casos es que se cumpla con los estándares de mínima emisión para SO₂, NO_x, partículas, ruido, etc.^[3]

Con un proceso de combustión en dos etapas, si durante el denominado proceso de recalentamiento se aporta energía para conseguir una mayor temperatura media, se da lugar a un rendimiento termodinámico mayor y a una densidad de potencia más alta que en el proceso de turbinas de gas con una sola combustión e idéntica temperatura de entrada, pudiéndose trabajar para la misma potencia con una temperatura más baja a la entrada de la turbina y obteniéndose una mayor potencia con un aumento de la relación de presión del ciclo.^[4]

Turbinas de gas

La turbina de gas es relativamente un nuevo producto en comparación con la turbina de vapor y puede aún tener un importante desarrollo. En las centrales actuales con turbinas de gas, éstas usan alrededor del 50% de su potencia para impulsar al compresor. Esta relación era considerablemente peor en la primera mitad de este siglo, cuando había poco campo para aplicaciones en gran escala tendientes a mejorar esta tecnología, cuando los álabes de las turbinas no tenían ni los materiales ni el diseño aerodinámico apropiados, quedando poca potencia residual disponible para impulsar la unidad, por lo que la eficiencia total era muy baja.

Al comienzo de la década de los 70, continuando con el exitoso desarrollo de los motores de aviación, inicialmente con propósitos militares y luego para aplicaciones civiles, los diseñadores aplicaron los estándares de criterios de diseño funcional y mecánico a las plantas generadoras de energía y produjeron turbinas de gas con potencias de alrededor de 50 MW. Las turbinas de gas modernas utilizadas como impulsores directos para generadores de 50 Hz poseen potencias efectivas de hasta 265 MW. En 60 Hz la potencia sería aproximadamente (50/60)² menos o sea 183 MW.

La potencia máxima posible se ha incrementado continuamente en concordancia con los avances técnicos. Se puede esperar que estos valores alcancen 300 MW (50 Hz) y 208 MW (60 Hz).

En principio, sería posible cuadruplicar la potencia en cada caso, instalando máquinas de media velocidad como las usadas en las turbinas de vapor-generador para centrales nucleares. Las dimensiones lineales de todos los componentes de tales turbinas de gas se duplicarían y el peso de dichas turbinas se incrementaría por un factor 8. Esto nos conduce a problemas técnicos no re-

suelos, particularmente en relación con los componentes fundidos de precisión, tales como los álabes de las turbinas. Los costos también se incrementarían por kW de capacidad instalada. No hay en el mercado una demanda para turbinas de gas tan grandes.

La temperatura del gas en la turbina y en el compresor y la eficiencia de la turbina se han incrementado también junto con la potencia y con un proporcional aumento de la relación de presiones económicamente óptimas.

La relación de presiones es un factor de importancia crucial en la eficiencia de las turbinas de gas.

Hay posibilidades de incrementar las temperaturas utilizando materiales monocristales. Mayores temperaturas aumentan el diferencial entre la potencia de la turbina y el consumo de potencia del compresor y por lo tanto del ciclo simple de la turbina de gas así como también de los ciclos combinados.

Está surgiendo un nuevo problema, la formación de óxido de nitrógeno en la zona de combustión debido a la reacción del oxígeno del aire de combustión con el nitrógeno que forman NO y NO₂. Este proceso de oxidación se intensifica cuando la temperatura del gas excede los 1600°C.

Una considerable contribución para reducir los requerimientos de aire de enfriamiento se está realizando con revestimientos cerámicos en los cilindros de llama y en los recubrimientos de aislación térmica de las paredes metálicas. Una mejor y más generalizada aplicación de estos materiales quebradizos pero extremadamente resistentes al calor, sin comprometer confiabilidad en la operación, es seguramente una de las más importantes asignaturas pendientes.^[3]

La formación de NO_x depende de la temperatura, de la presión y del tiempo de estancia en las zonas de alta temperatura de la cámara de combustión. Con un sistema de combustión secuencial, los tiempos de estancia a alta temperatura son menores que en los combustores convencionales y existe menos oxígeno que contribuya a la formación de NO_x.^[4]

Ciclos combinados

La aceptación generalizada de los ciclos combinados para la generación eléctrica es el resultado de su sobresaliente eficiencia térmica, bajo costo de instalación, confiabilidad, cumplimiento de las normas de protección del medio ambiente y flexibilidad operativa demostrada por la práctica.

El desarrollo comercial de los ciclos combinados se verificó en paralelo con el de la turbina de gas. Los primeros ciclos combinados eran básicamente adaptaciones de plantas de vapor convencionales, donde el escape de las turbinas de gas servía de aire de combustión para la caldera.

La eficiencia de estos ciclos combinados era aproximadamente 5 a 6% mayor que la de

la planta de vapor convencional similar.

Durante la década del 60, se utilizaron los ciclos combinados con recuperación de calor. Sus aplicaciones iniciales se destinaron a obtener energía y calor, donde la relación energía-calor era favorable en muchos procesos químicos y petroquímicos.

Cuando en la década del 70 fueron introducidas las turbinas de gas de capacidades superiores a los 50 MW, el ciclo combinado con recuperación de calor experimentó un rápido crecimiento en generación eléctrica.

En la década del 80 y principios del 90, se implementaron un gran número de sistemas alimentados con gas natural, incluyendo plantas diseñadas para energía eléctrica solamente y otras diseñadas para electricidad y vapor (cogeneración).

Las plantas para energía eléctrica solamente utilizan turbinas de vapor con condensador con una mínima extracción para calentamiento de agua de alimentación. Los sistemas de cogeneración utilizan turbinas de vapor que proveen vapor para procesos de calefacción o lo extraen del condensador. Algunos ciclos de cogeneración envían el vapor directamente de la caldera de recuperación al proceso.^[8]

En las plantas de ciclo combinado, la mayor parte de la energía térmica de los gases de escape de la turbina de gas (TG) es utilizada en una caldera de recuperación que genera vapor. El vapor sobrecalentado que se obtiene, generalmente en varias etapas de presión, es suministrado a una turbina de vapor (TV). Para optimizar la utilización del calor disipado, el condensado es también precalentado en la caldera de recuperación.

En las plantas de ciclo combinado, todo el calor del combustible es liberado exclusivamente en la cámara de combustión de la TG.

Por lo tanto, la eficiencia global se incrementa si la TV obtiene su máxima potencia para una determinada potencia de la TG, esto significa, entre otros factores, que el proceso debe realizarse sin ninguna forma de alimentación de calor regenerativa.

Hay posibilidades potenciales de mejorar la eficiencia en los futuros proyectos de ciclos combinados:

- con mejoras en la turbina de gas-generador y/o
- introduciendo configuraciones más complejas en el ciclo inferior de máquinas binarias.

Opciones posibles para el ciclo de vapor incluyen diseños con recalentamiento y/o varias etapas de presiones de evaporación.

Mejoras interesantes de eficiencia se registran en la transición a condiciones supercríticas del vapor debido a la alta temperatura (aproximadamente 580°C) de los gases de escape de las turbinas de gas. Sin embargo, las implicancias económicas de estos desarrollos deben aún ser evaluadas. Inversamente, la transición a configuraciones aún

más complejas (ciclos de cuatro presiones con recalentamiento dual) aparece como menos rentable.

Recientemente, discusiones se han focalizado en ciclos combinados en los cuales el gas de combustión es saturado con vapor de agua. Con estos ciclos, se extrae calor adicional de los gases de escape de la TG y se adiciona al calor del gas de combustión por medio de un *loop* de agua intermedio en la sección fría de recuperación de calor del generador de vapor. El gas de combustión puede también ser saturado con vapor de agua vía un *loop* de saturación. Estos ciclos mejoran la eficiencia en un 0,3-0,6%.

La introducción de una etapa intermedia de combustión puede mejorar la eficiencia de la turbina de gas en un 1,5%. Utilizar vapor para enfriar los álabes de la turbina de gas puede introducir mejoras en la eficiencia de similar magnitud.

La relación de compresión tiene un efecto más importante en la eficiencia, de una turbina de gas que la temperatura de entrada de la turbina.

Esta situación es diferente en el ciclo combinado. En este caso, la eficiencia se incrementa considerablemente con el aumento de la temperatura. El efecto de la relación de compresión es menos pronunciado: hay de todas formas una relación óptima de $p = 16$ para temperaturas de entrada elevadas. Esta correlación explica por qué algunos fabricantes de turbinas de gas tratan de aumentar la temperatura de entrada en las turbinas de gas de ciclos combinados con relaciones de compresión moderadas. Se están introduciendo turbinas de gas con temperaturas de entrada de 1150 a 1200°C.

Se espera que las primeras máquinas con temperaturas de entrada de 1250°C estén en servicio para el año 2000.

La presión del condensador continuará jugando un papel importante en este desarrollo.^[9]

Otro fabricante ha optado por diseños con aumento de la relación de presión del ciclo y proceso de combustión secuencial con temperatura de salida de las turbinas de aproximadamente 610°C en el intervalo de carga de 50% a 100%.^[4]

Desde un punto de vista termodinámico, se puede evaluar un ciclo de Brayton usando parámetros tales como presión, temperatura, calor específico, factores de eficiencia y el exponente de compresión adiabática.

En aplicaciones de ciclo abierto, el incremento de la relación de presiones se traduce en ganancias de eficiencia a una determinada temperatura máxima.

La relación de presiones que brinda máxima potencia y máxima eficiencia cambia con la temperatura máxima y, cuanto mayor sea la relación de presiones, mayor será el beneficio de aumentar la temperatura máxima. También el aumento de la temperatura máxima resulta en aumento de potencias a una relación dada

de presiones pero sacrificando eficiencia.

En aplicaciones de ciclo combinado, el incremento de la relación de presiones tiene un efecto menos pronunciado con relación a la eficiencia. Cuando aumenta la relación de presiones, la potencia específica disminuye. El aumento de la temperatura máxima implica un incremento de la eficiencia térmica. Los parámetros óptimos no son los mismos para ciclos abiertos que para ciclos combinados.

La eficiencia de ciclos abiertos se mejora con altas relaciones de presión. La eficiencia de ciclos combinados se incrementa con más modestas relaciones de presión y mayores temperaturas máximas.^[5]

Actualmente, se ha alcanzado una eficiencia del 60% en los ciclos combinados debido al incremento de la temperatura máxima junto a componentes y sistemas de diseño más eficientes.

Los desarrollos que se están produciendo prometen que la próxima década será testigo del continuo crecimiento de las TG con temperaturas máximas, presiones y potencias mayores.

Se han implementado soluciones para lo que eran demandas incompatibles del mercado: alta temperatura máxima y larga vida, protección anticorrosiva por combustibles y aire contaminado y mayor eficiencia con flexibilidad en el uso de combustibles. Se han logrado mejoras en los componentes de

los pasos de gas caliente, que son las partes más críticas de las TG. Mejoras en el proceso y en las súper aleaciones permiten ahora que los componentes de los pasos de gas caliente de las TG puedan operar a mayores temperaturas por muchos miles de horas bajo severas condiciones de stress centrífugo, térmico y vibratorio.^[6]

La mejora en la prestación se obtiene aplicando técnicas avanzadas de enfriamiento por aire y utilizando nuevas aleaciones.

La barrera del 60% de eficiencia neta en generación eléctrica, como ha sucedido con otras barreras que aparentemente eran imposibles de superar, ahora ha sido rota, como resultado de esfuerzos concentrados en esta meta.

Para obtener mayores eficiencias, se necesitaron mayores temperaturas máximas al mismo tiempo que para disminuir las emisiones de NO_x , se requirieron menores temperaturas de combustión. Esto se ha conseguido cambiando el sistema de enfriamiento de las TG. El diseño de esta nueva generación de plantas se ha realizado y se ha comenzado la fase de fabricación para ingresar en servicio comercial.^[7]

Agradezco a los Ings. Mario Raúl Mesia, Juan Carlos Bussola y Mario Bataglia de ABB; Víctor Ernst de Siemens; Carlos Martiniau de GE y Carlos Alberto Mancuso

y Lino Iribarren de Ansaldo, por sus comentarios y aporte de documentación que me permitieron escribir este artículo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Fundación Invertir. Citado por La Nación, diciembre 27, 1998.
- [2] World Energy Council: Energy for Tomorrow's World. Londres (1993).
- [3] Böhn, H: Fossil - Fired Power Plants. VGB Kraftwerkstechnik (1994) Number 31/94, published by Siemens AG Power Generation Group (KWU).
- [4] Joos, F.; Brunner, P.; Stalder, M. y Tschirren, S.: Experiencia práctica con el sistema de combustión secuencial de las turbinas a gas GT 24 /GT26, ABB Power Generation.
- [5] Brooks, F. J.: GE Eavy-Duty Gas Turbines Performance Characteristics, 39th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar, agosto 1996.
- [6] Schilke, P. W.: Advanced Gas Turbine Materials and Coatings, 39th GE Turbine, State-of-the-Art Technology Seminar, agosto 1996.
- [7] Paul, T. C.; Schoneworld, R. W. y Marolda, P. J.: Power Systems for the 21st Century - "H" Gas Turbine Combined Cycles, 39th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar, agosto 1996.
- [8] Muslak, C. E. y Tomlinson, L. O.: Combined - Cycle Experience, 39th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar, agosto 1996.



POLYKEN PIPELINE COATINGS



SISTEMAS DE REVESTIMIENTOS EN PLANTA



SISTEMAS DE REVESTIMIENTOS EN LÍNEA

EL LÍDER MUNDIAL
EN TECNOLOGÍA,
CALIDAD Y SERVICIO



REACONDICIONAMIENTO DE CAÑERÍAS

INGENIERIA
PETROCOR
EN CORROSION

Representante en Argentina,
Uruguay y Paraguay
PETROCOR S.A. - ALDECOA 764
(1870) AVELLANEDA
PCIA. DE BUENOS AIRES
Tel.: (54-11) 4222-5074/5596/2913
4201-8900 Fax: 4201-9593
E mail: petrocor@impsat1.com.ar